

**RAPPORTER**

**88/7**

**OLJEINVESTINGER OG NORSK ØKONOMI  
1987-95**

AV  
INGVILD SVENDSEN

STATISTISK SENTRALBYRÅ  
CENTRAL BUREAU OF STATISTICS OF NORWAY

RAPPORTER FRA STATISTISK SENTRALBYRÅ 88/7

**OLJEINVESTETERINGER OG NORSK ØKONOMI**  
**1987 – 95**

AV

INGVILD SVENDSEN

STATISTISK SENTRALBYRÅ  
OSLO – KONGSVINGER 1988

ISBN 82-537-2596-5  
ISSN 0332-8422

**EMNEGRUPPE**

50 Nasjonalregnskap og andre generelle samfunnsøkonomiske emner

**ANDRE EMNEORD**

MODAG W

Oljeøkonomi

Oljeutvinningspolitikk

Petroleumssektoren

## FORORD

I denne rapporten studeres de direkte virkningene investeringer i petroleumssektoren har på norsk økonomi. Innledningsvis drøftes kriterier for valg av utvinnings- og investeringsnivå med vekt på en enkel optimaliseringsmodell. Her gjennomgås også den utvinningspolitikken som har vært ført fram til i dag. Med utgangspunkt i tre forskjellige kriterier, konstrueres tre investeringsbaner for perioden 1987-95. Modellen MODAG W er brukt til å studere virkningene av de tre investeringsbanene og produksjonsbanene som følger, på norsk økonomi.

MODAG W bygger bl.a. på en forutsetning om faste produksjonskoeffisienter. Gyldigheten av denne forutsetningen i sektoren for petroleumsinvesteringer drøftes og forutsetningen forkastes. Ved modellkjøringene brukes kryssløpskoeffisienter. Disse er beregnet med utgangspunkt i hvert enkelt utbyggingsprosjekts etterspørsel etter varer og tjenester.

I det siste kapitlet analyseres virkningene av de ulike investerings- og produksjonsbanene i petroleumssektoren på enkelte makroøkonomiske størrelser. I tillegg analyseres virkningene på enkelte utvalgte produksjonssektorer som er direkte leverandører til investeringer i oljesektoren.

Statistisk Sentralbyrå, Oslo, 4. februar 1988

Gisle Skancke



## INNHOLDSFORTEGNELSE

	Side
1. Innledning .....	7
2. Optimalt utvinningstempo .....	10
2.1 Fastlegging av utvinnings- og investeringsnivå .....	10
2.2 Hvilken utvinningspolitikk har vært ført? .....	13
2.3 Modell for optimalt utvinningstempo .....	17
2.3.1 Modellen .....	18
2.3.2 Optimal utvinningstakt .....	21
2.3.3 Optimal utvinningsbane ved konstante grensekostnader	24
2.3.4 Utvinningstakten på norsk sokkel .....	24
2.3.5 Modellens begrensninger .....	25
3. Investeringer i feltutbygging, leting og rørtransport, 1987-95	26
3.1 Innledning .....	26
3.2 Tre baner for investeringer i feltutbygging .....	26
3.3 Leting .....	29
3.4 Investeringer i rørtransport .....	30
4. Bruken av MODAG W i modellsimuleringene .....	31
4.1 Litt om MODAG W .....	31
4.2 Oljesektoren i MODAG W .....	35
4.3 Nærmere om vareetterspørselen fra oljeinvesteringene i MODAG W .....	37
4.4 Vurdering av kryssløpskoeffisientene i "Verkstedprodukter"	39
4.5 Eksogenisering av kryssløpskoeffisienter .....	41
4.6 Vurdering av kryssløpskoeffisientene i "Oljeanlegg mv." ..	42
5. Virkninger av ulike investeringsbaner på norsk økonomi .....	46
5.1 Innledning .....	46
5.2 Referansebanen .....	47
5.3 Makroøkonomiske virkninger .....	51
5.4 Næringsøkonomiske virkninger .....	56
5.5 Konklusjon. Oppsummering .....	61
Vedlegg 1: Felt med investeringsstart i perioden 1987-1995 .....	63
Vedlegg 2: Fordeling av totale investeringer i feltutbygging på kostnadsarter .....	65
Vedlegg 3: Eksogene investeringsanslag i MODAG W .....	82
Referanser .....	87
Utkommet i serien Rapporter fra Statistisk Sentralbyrå etter 1. januar 1988 (RAPP) .....	89



## 1. INNLEDNING <sup>1)</sup>

Vinteren 1985-86 falt oljeprisene kraftig. Norges oljeinntekter ble brått redusert. Økonomien var på dette tidspunktet inne i en etterspørselsboom som delvis skyldtes høye oljeinntekter i første halvdel av 1980-årene. Veksten i etterspørselen førte blant annet til en sterk importvekst mens tradisjonell konkurranseutsatt eksportindustri hadde problemer. I 1986 fikk vi derfor et stort underskudd i utenriksøkonomien. Fallet i oljeprisene avdekket at økonomien var blitt mer oljeavhengig enn ønsket.

Oljeselskapenes første reaksjoner på prisetallet var å utsette planlagte utbygginger på ubestemt tid og å redusere leteaktiviteten. Verkstedsindustrien som da hadde fulle ordrebøker takket være utbyggingen på sokkelen, ville tilsynelatende gå magre tider i møtet. Bildet av en verkstedsindustri som ville være nesten helt utradert innen nye ordre kom på begynnelsen av 1990-tallet, ble skissert. Det ble reist krav om at myndighetene måtte iverksette tiltak for å få forsert utbyggingsplanene. Myndighetene møtte dette kravet med å lette på skatte- og avgiftsreglene overfor oljeselskapene høsten 1986. Blant annet dette, resulterte i nye og reviderte utbyggingsplaner som hvis de realiseres, kan gi en investeringstopp tidlig på 1990-tallet. De siste signalene fra Olje- og energidepartementet, i St.meld.46 (1986-87) og gjentatt i Nasjonalbudsjettet 1988, er at det kan bli aktuelt å stille feltene i en utbyggingskø. Man er redd for at et for høyt investeringsnivå over en begrenset periode kan skape et kostnadspress i de berørte næringene. Det kan også påvirke makroøkonomien i en uheldig retning. Hensynet til forvaltningen av oljeformuen tilsier videre, at man ikke bør utvinne en stor del av påviste gjenværende oljereserver i en periode med lave og usikre priser.

De forskjellige hendelsene på den oljepolitiske arenaen de siste årene, illustrerer enkelte av de økonomiske og samfunnsmessige forhold myndighetene må ta hensyn til når de skal treffe avgjørelser angående det framtidige utvinningstempoet på norsk kontinentalsokkel. Dette gjelder blant annet avgjørelser om tildelinger av lete- og utvinningstillatelser og Stortingets godkjenning av planene for utbygging og drift. På kort og

---

<sup>1)</sup> Forfatteren ønsker å takke Kjell Berger, Ådne Cappelen og Inger Holm for hjelp under arbeidet med rapporten.



mellomlang sikt må det tas hensyn til de direkte og indirekte virkningene på enkelt næringer, næringsstrukturen og makroøkonomien. De direkte virkningene kommer via oljesektorens etterspørsel etter innsatsfaktorer til investeringer og drift. De indirekte virkningene er et resultat av innenlandsk anvendelse av oljeinntektene. Disse inntektene avhenger av utvinningstempoet, oljepris i dollar og dollarkursen. På lang sikt må det også vurderes hvilket utvinningstempo som leder til den beste forvaltningen av oljeformuen. Med olje skal vi mene både olje og gass, når annet ikke er spesifisert.

Vi skal i denne studien se nærmere på de forskjellige faktorene som bør tas i betraktning, når beslutninger om det framtidige utvinningsnivået skal tas. Etter en gjennomgang av de enkelte faktorene og den rollen de har spilt i beslutningsprosessen, skal vi studere en modell som fastlegger utvinningsbanen for olje og gass utelukkende ut ifra formueforvaltningsmessige hensyn. Vi kommer deretter til å konsentrere oss om de direkte virkningene av investeringsaktiviteten. Vi skal illustrere de direkte virkningene ved bruk av tre forskjellige investeringsbaner for perioden 1987-95. I dette arbeidet bruker vi Statistisk Sentralbyrås makroøkonomiske modell MODAG W.

Investeringene i oljesektoren spiller etterhvert en viktig rolle i totalbildet av den innenlandske økonomiske aktiviteten i Norge. Siden den spede starten i 1965, har etterspørselen etter innsatsfaktorer til oljevirkighetene økt betraktelig. Etterhvert har vi også fått etterspørsel etter varer og tjenester i tilknytning til den løpende produksjonen. Betydningen av etterspørselsøkningen for norsk økonomi forsterkes ved at norske leverandører har økt sin andel av leveransene. Noen tall kan illustrere denne utviklingen. I 1970 tilsvarte oljesektorens etterspørsel 0,06 pst. av innenlandsk bruk av varer og tjenester. Etterspørselen økte gradvis gjennom 70-åra og tilsvarte i 1980 2,7 pst. av innenlandsk bruk. Vi fikk deretter en kraftig økning som kuliminerte i 1984, med en etterspørsel fra sektoren tilsvarende 7,3 pst. av innenlandsk vare- og tjenestebruk. Året etter var vi nede på 6,4 pst. Sektorens etterspørselsøkning fra 1980 og utover, skyldes i første rekke den store investeringsaktiviteten. I tillegg tok etterspørselen i tilknytning til driften seg opp.

Denne studien tar for seg utsiktene for oljesektorens investeringer fram mot midten av 1990-årene. Interessante spørsmål i denne forbindelsen er:

- Hvilket investeringsnivå ligger i de planene som allerede er vedtatt?
- Hvilke investeringsbaner er mulige i de nærmeste årene?
- Hvor stor blir produksjonen i de alternative banene?
- Gir ulike investeringsbaner svært ulike direkte virkninger?
- Kan og ønsker vi, å holde et fortsatt høyt investeringsnivå?
- Er det mulig å hindre en nedgang i aktiviteten i verkstedsindustrien mot slutten av 1980-åra?

Ut ifra den informasjonen vi har hatt tilgjengelig, bl.a. opplysninger fra operatørene, har vi konstruert tre mulige baner for de totale investeringene i feltutbygging for perioden 1987-95. De tre banene varierer mht. antall felt og når utbyggingen av de enkelte feltene tar til. Banene er presentert i tabell 1 under. I vedlegg 1 er det gitt en oversikt over hvilke felt som er med i hver enkelt bane, antatte investeringskostnader pr.felt og antatt investeringsstart.

Bane 1 er basert på et maksimalt antall utbygginger og tidligst mulig start for hvert enkelt prosjekt. Resultatet er en investeringstopp i 1990-91 med realinvesteringer langt over dagens nivå, etterfulgt av et dramatisk fall i investeringene fram mot 1995. Vi har deretter forsøkt å konstruere en bane med jevne investeringer på dagens nivå, bane 2. Bane 1 og bane 2 leder til et utvinningsnivå over det som er blitt kalt et moderat nivå, 90 mill.tonn oljeekvivalenter (mtoe) årlig (tabell 2 og 3, s.23). Den siste banen, bane 3, medfører derimot et moderat utvinningsnivå (tabell 4, s.24).

Tabell 1: Tre alternative investeringsbaner. Mrd.kr 1986 priser.

	87	88	89	90	91	92	93	94	95
Bane 1	26,2	24,9	29,9	40,9	40,6	36,2	21,4	10,0	6,2
Bane 2	26,2	20,5	20,1	24,3	26,3	27,3	26,2	24,1	22,5
Bane 3	26,2	20,1	14,6	15,1	15,9	16,3	15,8	18,1	14,8

Disse tre banene skal vi siden bruke som basis for simuleringer på MODAG W. I tilknytning til modellsimuleringene skal vi studere virkninger på norsk økonomi av oljeinvesteringene. Dette vil gi oss svar på noen av de spørsmålene vil stille over.

## 2. OPTIMALT UTVINNINGSTEMPO

### 2.1 Fastlegging av utvinnings- og investeringsnivå

Det er mange og tildels motstridende hensyn som må tas i betraktning, når utvinningstakten på norsk sokkel skal fastsettes.

Olje- og gassreservene på kontinentalsokkelen er en del av vår nasjonalformue sammen med andre naturressurser. Nasjonalformuen består forøvrig av innenlandsk realkapital, "menneskelig" kapital i form av kunnskapsnivået i samfunnet og av netto tilgodehavender på utlandet.

Ettersom oljen er en del av nasjonalformuen, må man ta stilling til hvordan oljeformuen, som er de utvinnbare reservene på norsk kontinentalsokkel, skal forvaltes. Man kan tære på formuen ved å utvinne oljen og bruke inntektene til konsum. Ønsker man derimot å spare hele eller deler av formuen, må man finne den plasseringen som gir best avkastning. Lar man oljen bli liggende, kan verdien av reservene øke ved bl.a. prisstigning. Denne avkastningen kan realiseres først på et seinere tidpunkt når oljen en gang blir utvunnet. Alternativt kan man utvinne oljen og plassere inntektene i andre formuesobjekter. Man kan oppnå en sikrere og mer likvid avkastning ved en slik omplassering av formuen, men det avhenger av formuesobjektet man velger.

Den neddiskonterte verdien av oljeformuen avhenger av utvinningstakten. Et høyt utvinningsnivå i en periode med midlertidig lave olje- og gasspriser kan redusere nåverdien. Mange utbygginger over et begrenset tidsrom kan også redusere nåverdien av reservene. Etterspørselen fra et felt utgjør en svært stor andel av den totale etterspørselen etter varer og tjenester i tilknytning til investeringer i oljesektoren. Hver enkelt utbygger kan derfor ikke betraktes som prisfast kvantumstilpasser på det norske markedet for denne typen varer og tjenester. Kostnadene pr. felt ved utvinning kan øke med antall felt under utbygging pr. tidsenhet på grunn av stadige skift i etterspørselen. De økte kostnadene gir redusert nåverdi.

I avsnitt 2.3 skal vi behandle en enkel modell der hensynet til forvaltningen av formuen tillegges stor vekt ved fastlegging av utvinningsbanen.

Oljevirkningsheten virker inn på samfunnet og på økonomien spesielt, på flere måter. Det er vanlig å skille mellom oljevirkningshetens direkte og indirekte virkninger på økonomien. Disse virkningene må ses i sammenheng med de overordnede målene for norsk økonomi; tilnærmet full sysselsetting,

stabilt prisnivå og balanse i utenriksøkonomien på lang sikt.

De direkte virkningene knyttes til virkningene etterspørselen etter innsatsfaktorer i lete-, utbyggings- og driftsfasen har på resten av økonomien. Aktiviteten legger beslag på ressurser som kunne vært anvendt til andre formål. Den kan gi opphav til etterspørselspress med påfølgende pris- og kostnadsvekst i de direkte berørte næringene og via kryssløps- og multiplikatorvirkninger, også på økonomien generelt. I den grad norske bedrifter og forskningsmiljøer deltar i produksjon og utvikling av nye løsninger, kan dette bidra til en kompetanseheving som kan overføres til andre områder.

Oljeinntektene kan plasseres i utlandet eller anvendes innenlands til forbruk eller investeringer. Innenlandsk anvendelse av inntektene gir opphav til de indirekte virkningene. En "kraftig innsprøyting av oljepenger" i norsk økonomi kan lede til et etterspørselspress via inntektsmultiplikatoren. Etterspørselsøkningen vil rette seg både mot konkurranseutsatte og skjermede varer. Befinner økonomien seg nær kapasitetsgrensen, vil dette gi pris- og kostnadsøkning og økt produksjon i skjermet sektor, redusert produksjon i konkurranseutsatt sektor og redusert eksportoverskudd ekskl. olje. Resultatet kan bli uønskete strukturendringer og en mer oljeavhengig eksportsektor enn ønsket. På den andre siden gir oljeinntektene samfunnet midler til å ta fatt på uløste oppgaver. Problemet blir å finne den rette balansegangen mellom å skjerme økonomien og å anvende inntektene på prioriterte områder.

Det byr på visse problemer å planlegge utvinningsnivået på lang sikt ut ifra ønsket inntektsanvendelse. Perioden fra beslutningen om utvinningsnivå tas og til inntektstrømmen starter opp, varer flere år. Inntektene vi mottar, avhenger av det fysiske produksjonsnivået, oljeprisen i dollar og dollarkursen. Disse to siste størrelsene er usikre. Den inntekten vi kan motta om fem år gitt dagens beslutninger, er dermed svært usikker.

Dette reiser spørsmålet om muligheten for å frikoble anvendelsen av inntektene fra opptjeningen, f.eks. ved opprettelsen av et oljefond. En slik frikobling åpner for å holde et jevnt nivå på inntektsanvendelsen tilpasset økonomiens absorpsjonsevne, samtidig som inntektene svinger fra år til år. I perioder med større inntekter enn det man ønsker å anvende, kan det overskytende plasseres i et fond. Dette fondet trekker man på i perioder med lave oljeinntekter. Fondet må plasseres der midlene gir størst avkastning, men med hensynstagen til likviditets- og sikkerhetshensyn.

I tillegg til å redusere betydningen av usikre inntekter, vil en frikobling gjøre det mulig å tilpasse utvinningsbanen delvis ut ifra de direkte virkningene og delvis ut ifra ønsket om å maksimere nåverdien av inntektsstrømmen. Disse to hensynene trenger ikke nødvendigvis trekke i samme retning.

En frikobling vanskeliggjøres av at det alltid vil finnes uløste samfunnsoppgaver. Dette kan gjøre det vanskelig å få politisk aksept for å holde inntekter tilbake.

Myndighetene møter krav fra forskjellige innenlandske sektorer andgående valg av utvinningsnivå, lokalisering på land og sammensetningen av feltporteføljen. Det er alment akseptert at oljevirkksomheten skal komme flest mulig distrikter til gode. Dette er et argument som dukker opp når valg av ilandføringssted og plassering av driftsorganisasjon skal tas. Kommunale myndigheter i Midt-Norge har dessuten brukt dette argumentet for å få en snarlig utbygging av Haltenbanken.

Enkelte næringer er blitt svært avhengig av lete- og utbyggingsaktiviteten på sokkelen. Dette gjelder spesielt offshore- og verkstedsnæringene og engineeringfirmaer. Da nedgangen i investeringsaktiviteten mot slutten av 80-åra framstod klart høsten -86, ble det fra verkstedsnæringen reist krav om forsering av utbyggingsplaner. Myndighetene kom næringene delvis i møte ved å stimulere oljeselskapenes utbyggingsinteresse gjennom bedre skattevilkår.

Myndighetene stilles også overfor krav på den internasjonale arenaen. Fra OPEC har det kommet krav om at Norge i sin utvinningspolitikken, må ta hensyn til prisnivået på olje. I enkelte sammenhenger blir det fra Norges allierte, uttrykt ønske om å gjøre Vest-Europa uavhengig av store olje- og gassleveranser utenfra.

Kort oppsummert må myndighetene i sitt valg av utvinningstakt på sokkelen ta hensyn til direkte og indirekte virkninger, hvordan utviklingen i bl.a. oljeprisen og utbyggingskostnader over perioden vil påvirke nåverdien av inntektsstrømmen, distrikts- og sektorkrav og internasjonale forhold. De overordnede økonomiske målene må betraktes som rammebetingelser. De må også vurdere mulighetene for frikobling av anvendelse og opptjening av inntektene.

Disse forskjellige hensynene kan raskt vise seg å være uforenlige. Hvis frikobling ikke er mulig i tilstrekkelig grad, kan en maksimering av neddiskontert inntektsstrøm gi uønskete direkte og indirekte virkninger. En investeringsbane bestemt utelukkende ut ifra hensynet til sysselsettingen

på kort sikt i verkstedsnæringen, kan resultere i en for stor generell etterspørsel i økonomien. Gir denne banen samtidig høy utvinning ved lave priser, vil nåverdien reduseres. Økt importandel kan redusere etterspørselspresset mot innenlandsk økonomi ved høye investeringer i oljesektoren. Ulempen ved en slik politikk, er at den må betales med en forverring av handelsbalansen. En feltportefølje bestemt ut ifra distriktshensyn, kan komme i motsetning til kravet om kostnadsminimering.

## 2.2 Hvilken utvinningspolitikk har vært ført?

På kort sikt vil den øvre grensen for utvinningsnivået være gitt av den historiske leteaktiviteten samt selskapenes utvinningsbeslutninger. Den nedre grensen er bestemt av allerede godkjente utvinningstillatelser. I mellom disse to grensene kan myndighetene påvirke utvinningsnivået ved å benytte seg av sin rett til å utsette utvinningsplaner. Via den skattepolitikken de fører overfor oljeselskapene, kan de endre rammebetingelsene for selskapenes utvinningsbeslutninger. Myndighetene kan påvirke det langsiktige utvinningsnivået ved sin tilretteleggelse av leteaktiviteten.

I forrige avsnitt gjennomgikk vi forskjellige forhold myndighetene må ta hensyn til, når de skal treffe avgjørelser som får betydning for det framtidige utvinningsnivået på sokkelen. I dette kapitlet skal vi se nærmere på hvilke forhold myndighetene har tillagt vekt i den utvinningspolitikken som har vært ført fram til i dag.

Mye av debatten var i oppstartingsfasen for oljevirkosomheten i Nordsjøen, i følge Tempo-utvalgets utredning (NOU 1983:27) konsentrert om de direkte virkningene, spesielt de pressproblemene som kunne oppstå. Man var også opptatt av hensynet til miljø og sikkerhet.

Vinteren 1973-74 kom det første oljeprissjokket. Omtrent samtidig ble det klart at reservene på sokkelen var større enn man først hadde antatt. Sammen førte disse to forholdene til at forventningene om den framtidige inntektsstrømmen oljen ville gi oss, steg drastisk.

Dette avspeiler seg i St.meld. 25, (1973-74), Petroleumsvirksomhetens plass i det norske samfunn, som ble lagt fram vinteren 1974. I denne meldingen er myndighetene blitt mer opptatt av de indirekte virkningene på norsk økonomi av inntektsbruken. I innledningskapitlet konkluderes det med at det viktigste spørsmålet er avveiningen mellom den velferdsgevinsten oljeinntektene kan gi oss og de uheldige virkningene som

omstillinger i sysselsetting og økt flytting fører med seg.

Myndighetene anbefaler i meldingen at en legger seg på et moderat utvinningstempo. Som en illustrasjon på et moderat tempo, blir 90 mtoe pr.år brukt.

I Stortinget sluttet Energi- og industrikomiteén seg til forslaget om et moderat utvinningstempo. Komiteedlemmene begrunnet dette standpunktet på forskjellig måter. Kort oppsummert ble det lagt vekt på at oljen er en endelig, ikke fornybar ressurs, at norsk kontinentalsokkel er blant de mest fiskerike områdene i verden og at en rask produksjonsøkning kan gi uheldige strukturendringer og for sterkt press i økonomien.

Nivåtalet på 90 mtoe er siden blitt hengende ved norsk oljepolitikk. I St.prp.142 (1976-77) heter det at vi skal "sikte inn mot et produksjonsnivå som ikke er vesentlig høyere enn 90 mtoe pr. år". Før 4. konsesjonsrunde i 1978, viste beregninger at det med eksisterende funn kunne bli vanskelig å nå opp til 90 mtoe. I St.prp.72 (1977-78) blir det poengtert at det er nødvendig med nye tildelinger for å unngå en nedgang i aktiviteten. Tildelingen av svært lovende blokker i 4. konsesjonsrunde ble begrunnet ut ifra ønsket om å nå 90 mtoe innen overskuelig framtid. Vi ser her at fra å være en illustrasjon på et moderat utvinningstempo, har 90 mtoe pr. år gått via å være et produksjonstak til å bli en politisk målsetting.

I 1983 kom "Tempoutvalgets" utredning, Petroleumsvirksomhetenes framtid (NOU 1983:27). Den ble fulgt opp høsten 1984 av St.meld.32 (1984-85). Tempoutvalget skulle vurdere det framtidige omfanget av petroleumsvirksomheten på sokkelen. I utredningen pekes det på viktigheten av å komme bort fra diskusjonen om millioner tonn oljeekvivalenter fordi denne diskusjonen hadde vist seg svært lite fruktbar etter som et fysisk måltall sier svært lite om de indirekte virkningene på økonomien av oljevirksomheten. Det var på denne tiden de indirekte virkningene som ble ansett som viktigst.

Utgangspunktet for meldingen var at en samlet analyse av forskjellige forhold måtte legges til grunn for utvinningstempoet. I meldingen nevnes følgende forhold:

- virkninger på landets inntekt på kort og lang sikt
- mulighetene for å skille i tid mellom opptjening og bruk av oljeinntekter
- virkninger på nærings- og bosettingsstruktur

- følgene for norsk offshore-rettet industri
- miljømessige forhold
- utenrikspolitiske hensyn
- sikkerhets-og beredskapsforhold
- regionale og sosiale forhold

Både i stortingsmeldingen og i utredningen skilles det mellom kriterier for planleggingen på h.h.v. kort og lang sikt. Mens man på kort sikt skal legge stor vekt på de direkte virkningene, skal den langsiktige planleggingen ta utgangspunkt i økonomiens absorpsjonsevne. Mulighetene for opprettelse av et oljefond blir diskutert. Dette fondet skal fungere som en buffer og lette frikoblingen mellom inntektsopptjening og inntektsanvendelse. På denne måten kan man lettere planlegge m.h.p. ønsket inntektsbruk på lang sikt til tross for usikre og varierende oljepriser. Det vil også gjøre det enklere å skille mellom kriterier for kort- og langsiktig planlegging.

På lang sikt skal man i følge meldingen fortsatt sikte seg inn mot et moderat tempo, på 90 mtoe.

De negative, direkte virkningene ble tillagt svært liten vekt i denne stortingsmeldingen. I diskusjonen om man bør fastsette et minimums- og/eller et maksimumsnivå på etterspørselen fra investeringene i virksomheten, finner man det ikke hensiktsmessig å fastsette et maksimumstak. Forklaringene på dette er sannsynligvis at da meldingen ble skrevet anså man det som svært lite sannsynlig at investeringsetterspørselen skulle overstige nivået fra 1983. I meldingen er man mer opptatt av å sikre norske leverandører oppdrag som kan styrke sysselsettingen i de berørte næringene og bidra til videre kompetanseoppbygging og internasjonalisering. Konklusjonen er at man bør tilrettelegge aktiviteten slik at investeringene ikke faller under et "rimelig basisnivå" og samtidig sikte inn mot en jevnhet i investeringsutviklingen.

Målsettingen om et jevnt investeringsnivå må i følge stortingsmeldingen, settes opp mot andre målsettinger. Det vil f.eks. ikke være aktuelt å bygge ut gassfelt ved lave gasspriser for å opprettholde investeringsetterspørselen. Utsettelse av feltutbyggingsplaner og reduksjon i investeringsaktiviteten kan bli aktuelt på et seinere tidspunkt, dersom man ikke får til en tilstrekkelig frikobling mellom inntektsbruk og -opptjening.

Den hittil siste meldingen om petroleumsvirksomheten kom i april



1987, St.meld.46 (1986-87) Om petroleumsvirksomheten på mellomlang sikt. Den økonomiske situasjonen og utsiktene framover var nå drastisk forandret i forhold til da St.meld.32 (1984-85) ble framlagt. I mellomtida hadde vi opplevd en etterspørselsboom i norsk økonomi og et dramatisk fall i oljeprisene. En av forklaringene på den kraftige etterspørselsveksten fram mot 1986, kan ha vært den psykologiske effekten av de store oljeinntektene vi mottok. Folk forventet fortsatt høye oljeinntekter som kunne muliggjøre et stort offentlig forbruk og en positiv reallønnsutvikling. Det var press på myndighetene til å ta i bruk oljeinntektene innenlands. Dette ble i en viss grad gjort, samtidig med oppbyggingen av store valutareserver som fungerte som et slags oljefond. Dereguleringene av penge- og kredittmarkedet gjorde det mulig å lånefinansiere den private konsumveksten, i tillegg til å virke etterspørselsmotiverende i seg selv. Videre hadde vi en kraftig vekst i etterspørselsimpulsene fra oljesektoren. Denne ble forsterket av at den norske andelen av disse leveransene steg. Det generelle presset i økonomien ledet til kostnads- og prisvekst. I tillegg var produktivitetsutviklingen svak i eksportsektoren utenom olje. Det er uvisst hvordan utviklingen for disse næringene hadde vært uten oljeaktiviteten, men man hadde sannsynligvis oppdaget eventuelle problemer tidligere. Da det kraftige oljeprisfallet kom ved årsskifte 1985-86, ble problemene i norsk økonomi klarere avdekket. Inntektsreduksjonen på grunn av prisfallet og den påfølgende svekkelsen av driftsbalansen, viste hvor avhengig norsk økonomi var blitt av oljesektoren.

Oljeprisfallet førte til at Norge ble mer imøtekommende overfor OPEC. Samtidig det ble iverksatt tiltak som skulle hindre at lete- og utbyggingsaktiviteten på sokkelen falt. Myndighetene prøvde dermed å tilfredsstille krav både fra norsk verkstedsindustri og OPEC, selvom man kan hevde at disse kravene er motstridende. De bedre skattevilkårene for selskapene førte raskt til økt utbyggingsinteresse.

I St.meld. 46 er det gjort beregninger som illustrerer hvor store investeringene i utvinningssektoren kan bli framover. Disse beregningene er sammenfallende med vår max-bane (tabell 1, s.2). Får oljeselskapene det som de vil, kan vi få en investeringstopp på over 40 mrd. 1986-kroner rundt 1991-92. Dette faktum, samt at vi i de nærmeste årene ikke kan forvente oljeinntekter i den størrelsesordenen vi hadde i 1984-85, har på nytt økt interessen for de direkte virkningene. Myndighetene trekker fram faren for etterspørselspress med påfølgende kostnadsøkning i de sektorer som leverer investeringsvarer. Dette vil fordyre utbyggingene. Kostnadsøkningen samt

den store beslagleggelsen av produksjonsressurser til investeringer i oljesektoren, kan hindre vekst i annen virksomhet. Man er også opptatt av hensynet til formuesforvaltningen. Stor utbyggingsaktivitet de nærmeste årene, vil føre til at store deler av våre gjenværende reserver blir utvunnet på et tidspunkt med lave og usikre priser. Store investeringer de nærmeste årene vil redusere skattegrunnlaget i selskapenes regnskaper. Samtidig med den reduksjonen i skatter fra oljesektoren dette vil medføre, finansierer staten en del av investeringene direkte. Statens nettoinntekter fra oljevirkosomheten kan dermed raskt bli negative. Alle disse argumentene brukes til fordel for et moderat utvinningstempo framover.

Av hensyn til framtidig valgfrihet i utvinningsnivå og sammensetning av produksjonen m.h.p. olje og gass, legges det i meldingen opp til en intensivering av letevirksomheten.

Feltporteføljen OED legger til grunn i meldingen, har en totalproduksjon på rundt 95 og 100 mtoe i 1995. Dette ligger litt over det som er blitt regnet som et moderat utvinningstempo. Det henvises likevel til målsettingen om å holde et moderat utvinningstempo for "derigjennom å lette innpassingen av sektoren i norsk økonomi".

En vurdering av hvilke forhold som er blitt tillagt størst vekt gjennom 70- og 80-åra, viser en sammenheng mellom den aktuelle økonomiske situasjonen og de forhold man har konsentrert seg om. Man har i mindre grad vært opptatt av forhold som i øyeblikket har virket uaktuelle, men som lett har blitt aktuelle i en sektor med svært usikker inntekt og svingninger i etterspørselen mot andre sektorer.

Et moderat utvinningstempo defineres både i St.meld.32 (1984-85) og i St.meld.46 (1986-87) rundt 90 mtoe. Dette til tross for ulik økonomisk situasjon og ulike forventninger om framtidig oljepris. Utgangspunktet for Tempo-utvalget var at man ønsket en større grad av helhetsvurdering og mindre konsentrasjon rundt et fysisk måltall i planleggingen av utvinningstempoet. Selvom de direkte og indirekte virkningene samt hensynet til formuesforvaltningen vurderes, kan det se ut som om et moderat utvinningstempo på 90 mtoe henger ved norsk oljepolitikk.

### 2.3 Modell for optimalt utvinningstempo

I dette kapitlet skal vi studere en utvinningsbane som gir maksimal avkastning av oljeformuen, og egenskapene ved denne banen.

Oljereservene på norsk kontinentalsokkel er endelige. De er ikke gjenvinnbare. Vi kan betrakte oljereservene som en formue. Avkastningen av formuen i sin eksisterende form som olje på havbunnen, er prisstigningsgevinsten (event. tap ved prisfall) justert for økning eller reduksjon i utvinningskostnader ved å utsette utvinningen. Alternativt kan oljen utvinnes og nettoinntekten (salgsinntekter fratrukket utvinningskostnader) plasseres i andre formuesobjekter. Den avkastningen dette gir, er den alternative avkastningen til å la oljen forrente seg på havbunnen. De fleste alternative plasseringsobjekter vil både i seg selv være mer likvide og dessuten gi en langt mer likvid avkastning enn den mulige avkastningen av å la oljen ligge. Flere vil også hevde at de vil gi en sikrere avkastning. Denne likviditeten og sikkerheten kan man være villig til å betale for, ved å godta en lavere avkastning enn ved å la oljen bli værende i reservoaret. Dette tar vi ikke hensyn til i vår modell.

Den optimale utvinningsbanen som gir størst avkastning av oljeformuen, finner vi ved å maksimere neddiskontert profitt ved oljeutvinning. Som neddiskonteringsrate bruker vi renten på andre formuesobjekter. Vi antar som en forenkling, at det kun finnes ett annet formuesobjekt. Vi skal også anta at realrenten ( $r$ ) på dette formuesobjektet er lavere enn veksten i realprisen ( $\alpha$ ) på olje.

### 2.3.1 Modellen

Modellen vi bruker, er i hovedtrekk basert på Pindyck (1981). I tillegg har vi benyttet Sydsater (1981) og Aslaksen og Roland (1983). Vi har en generell kostnadsfunksjon (1) for utvinning av olje der realkostnadene på et hvert tidspunkt avhenger av produksjonsnivået  $x(t)$ , gjenværende reserver på havbunnen  $S(t)$  og av tidspunktet  $t$ . I Pindycks artikkel er tidsvariabelen utelatt.

$$(1) \quad C = C(x(t), S(t), t), \quad \begin{array}{ll} C_1 > 0, & C_{11} > 0, \\ C_2 < 0, & C_{12} < 0, \\ C_3 < 0, & C_{13} < 0. \end{array}$$

Vi antar at vi har et gitt reservoar. Utvinningsgraden angir hvor mange prosent av reservoaret som kan utvinnes. Generelt vil utvinningsgraden reduseres ved rask uttapping. Økt utvinningshastighet medfører

dermed en kostnad. Vi lar dette være representert ved tiltakende grensekostnader i modellen. Forøvrig er grensekostnadene positive. Vi skal også behandle et spesialtilfelle der grensekostnadene er konstante. Etterhvert som reservoaret tømmes, må man ta i bruk stadig vanskeligere utvinnbare reserver. Dette vil blant annet kreve dyrere utstyr. Uavhengig av utvinningsnivå og tidspunkt vil dermed kostnadene øke med reduserte reserver. Teknologisk framgang bidrar til å redusere utvinningskostnadene over tid.

Kostnadsfunksjonen (1) er kontinuerlig deriverbar. Dette er en relativt grov tilnærming til virkeligheten, dersom utbyggingen skjer i få og store felt.

Realprisen på olje utvikler seg langs en eksogent gitt bane. Realprisstigningstakten er gitt ved en konstant  $\alpha$ , som vi skal anta er positiv (2). Prisen ved inngangen til perioden  $p(0)$ , er gitt ved (3).

$$(2) \quad \dot{p}(t) = \alpha p(t)$$

$$(3) \quad p(0) = p_0$$

Problemet vi ser på er:

$$(4) \quad \text{Max}_{x(t)} \int_{t=0}^T e^{-rt} [ p(t)x(t) - C(x(t), S(t), t) ] dt$$

$$\text{gitt } S = -x(t), \quad S(0) = S_0$$

$$x(t), S(t) \text{ er alle } \geq 0$$

Dette er et dynamisk optimaliseringsproblem, se Sydsæter (1981). Vi bruker derfor optimal kontrollteori og setter opp Hamiltonfunksjonen:

$$(5) \quad H\{ p(t), x(t), S(t), t, \lambda \} = e^{-rt} [ p(t)x(t) - C(x(t), S(t), t) ] + \lambda (-x(t))$$

Vi har følgende krav til en optimal utvinningsbane:

$$(6) \quad \frac{\delta H}{\delta x} = e^{-rt} [ p(t) - C_1(x, S, t) ] - \lambda = 0$$

$$(7) \quad -\frac{\delta H}{\delta S} = e^{-rt} C_2(x, S, t) = \lambda, \quad \lambda(T) > 0 \quad ( = 0 \text{ hvis } S^*(T) > 0 )$$

Vi kommer i det følgende til å benytte likningene (2), (6) og (7).

$\lambda(t)$  er en skyggepris som uttrykker hvor mye nåverdien av den maksimale profitten vil øke, hvis vi på tidspunktet  $t$  øker reservene med en oljeenhet. Den gir verdien på den knappe innsatsfaktoren, olje på havbunnen.

Med positiv produksjon vil reservene avta med tida. Dette vil isolert sett bidra til å fordyre utvinningen. Den marginale økningen i neddiskontert profitt, skyggeprisen, vil dermed avta med tida så lenge vi har positiv produksjon (7) ( $C_2 < 0$ ).

Av (7) ser vi at hvis vi velger å lå noe av oljereserven bli liggende igjen i reservoaret ved utgangen av perioden ( $t=T$ ), vil skyggeprisen være lik 0 på tidspunkt  $T$ .

Likning (6) gir oss:

$$(8) \quad p(t) - C_1(x, S, t) = \lambda(t) e^{rt} \quad (> 0)$$

Venstresiden i (8) er nettoprisen av den sist utvunne oljeenheten. Likning (8) setter følgende betingelse for et optimalt utvinningstempo:

På ethvert tidspunkt skal vi tilpasse oss slik at vi på marginalen får en nettoinntekt av å utvinne som er lik den økningen vi kunne fått i maksimal profitt ved å utvinne den marginale enheten på ethvert annet tidspunkt i perioden.

Vi definerer  $q(t) = p(t) - C_1(x, S, t)$  og setter (8) på tilvekstform:

$$(9) \quad \frac{\dot{q}}{q} = r + \frac{\dot{\lambda}}{\lambda}$$

I følge Hotelling (1931) skal produksjonen tilpasses slik at nettoprisen vokser med en rate lik avkastningen på andre formuesobjekter. Dette gjelder for det tilfellet der de marginale utvinningskostnadene er konstante. Produsenten vil da på marginalen være indifferent mellom å utvinne og plassere inntekten i andre formuesobjekter eller å la oljen bli liggende til seinere.

I (9) ser vi at vi får en ytterligere gevinst ved å utsette produksjonen i vår modell. Når utvinningskostnadene øker med redusert ressursmengde, vil en utsettelse av produksjonen gi en utsettelse av denne kostnadsøkningen. Den teknologiske endringen bidrar til å øke kostnadsgevinsten ved utsatt produksjon. Nettoprisen kan dermed stige med en rate

lavere enn realrenten på alternative plasseringer.

### 2.3.2 Optimal utvinningstakt

Når (6) og (7) begge er oppfylt, beveger vi oss langs den optimale utvinningsbanen. Denne er definert ved (8). Alternativt kan vi la være å produsere eller produsere maksimalt av hva som er fysisk mulig pr. tidsenhet. Vi ser først på disse to hjørneløsningene.

Hvis  $e^{-rt} [ p(t) - C_1(x,S,t) ] < \lambda(t)$ , vil  $x(t) = 0$ .

I dette tilfellet vil det lønne seg å utsette produksjonen. Avkastningen av å la oljen ligge er større enn ved omplassering i andre formuesobjekter.

Hvis  $e^{-rt} [ p(t) - C_1(x,S,t) ] > \lambda(t)$ , vil  $x(t) = x^{\max}$ .

Vi vil da produsere maksimalt pr.tidsenhet. Avkastningen av å plassere nettoinntekten som utvinningen gir i andre formuesobjekter, er større enn ved å la oljen ligge. Den maksimale produksjonen kan f.eks.være bestemt ved det produksjonskvantum som gjør at grensekostnadene går mot uendelig.

Heretter skal vi anta at vi har indre løsning.

Vi er interessert i hvilke faktorer som er av betydning for den optimale utvinningstakten. Langs den optimale banen er

$$(8') \quad q(t) = e^{rt} \lambda(t).$$

Vi differensierer (8) og benytter (2), (7) samt bibetingelsen i (4). Med litt regning får vi:

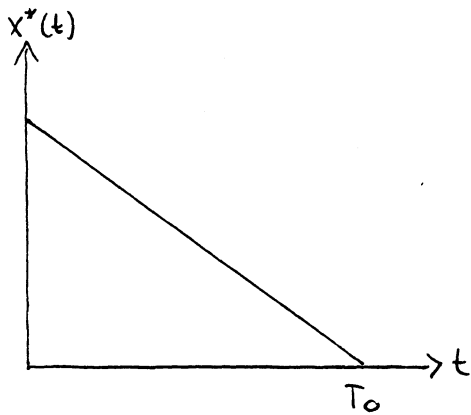
$$(10) \quad \dot{x}^*(t) = - \frac{1}{C_{11}} [ (r - \alpha)p - rC_1 - xC_{12} + C_{13} + C_2 ]$$

Utvinningstakten avtar eller øker alt etter som hakeparentesen er positiv eller negativ.

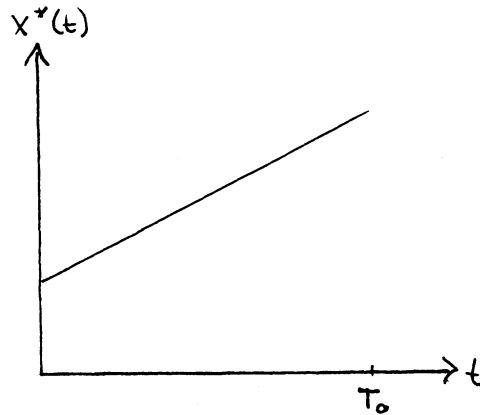
Figur 1 og 2 viser utvinningsbanen som en funksjon av tiden. Helningen på kurven er gitt ved (10). I figur 1 er (10) positiv og i figur

2, negativ. Helningen endres ved endring i en av de variable i (10). Arealet under kurven skal være lik reservene når  $S(T)=0$ .

Figur 1

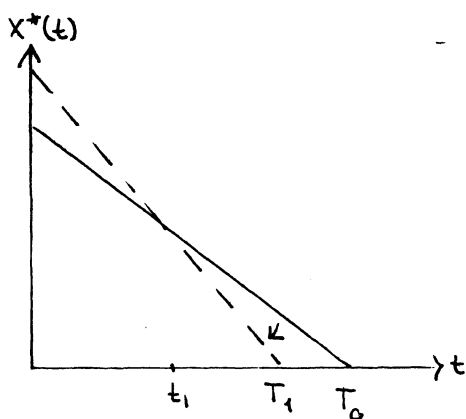


Figur 2

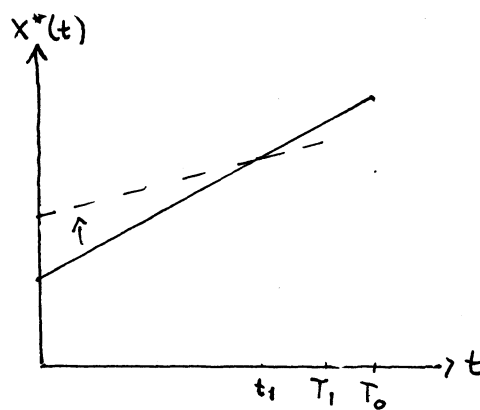


Høyresiden i (10) avtar ved en renteøkning, redusert prisstigningstakt eller et positivt skift i prisbanen (forutsatt at  $r > \alpha$ ). Dette er illustrert i figur 3 og 4.

Figur 3



Figur 4

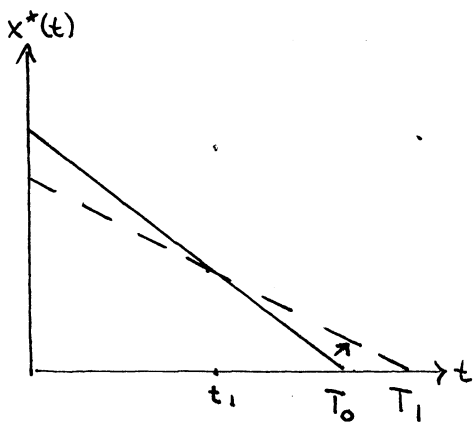


I figur 3 får vi en brattere kurve og en raskere uttømming av

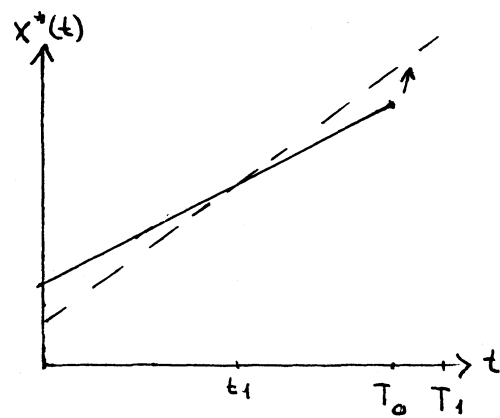
reservoaret. Utvinningsnivået i begynnelsen av perioden vil være høyere sammenlignet med før skiftet, og lavere mot slutten av perioden. Fram til tidspunkt  $t_1$  vil det lønne seg å holde et høyere utvinningsnivå fordi skiftet gjør det lønnsomt å omplassere en større del av reservene. Høyere utvinningsnivå gir en raskere kostnadsøkning p.g.a. reduserte reserver. Fra tidspunkt  $t_1$  fører dette til at man bør holde et lavere utvinningsnivå.

I figur 4 blir kurven slakere. Også her får vi et høyere utvinningsnivå i starten og et lavere mot slutten, av perioden. Ut ifra denne figuren er det vanskelig å si noe om endringer i utvinningsperioden.

Figur 5



Figur 6



Et positivt skift i grensekostnadene er illustrert i figur 5 og 6. Dette skiftet gir en slakere helning og lengre utvinningsperiode i figur 5. I figur 6 får vi en brattere kurve. Vi får økt utvinning mot slutten av perioden. Dette følger også av:

$$(8) \quad p(t) - C_1(x, S, t) = \lambda(t) e^{rt}.$$

Denne skal alltid være oppfylt med likhet. Så lenge  $\lambda(t) e^{rt}$  og  $p(t)$  øker med tiden, må et positivt skift i  $C_1$  isolert sett gi en forskyvning av produksjonen utover i perioden. Dermed motvirkes det positive skiftet i grensekostnadene ved at man på ethvert tidspunkt har billigere reserver å utvinne.

Økt kostnadsøkning ved reduserte reserver (positivt skift i  $C_2$ )



virker på samme måte som et positivt skift i grensekostnadene. Ved lavere produksjon i starten og høyere mot slutten av perioden utsetter man denne kostnadsøkningen til et seinere tidspunkt når oljeprisen er høyere.

Tilsvarende bør man skyve tyngdepunktet av produksjon utover i perioden hvis kostnadsreduksjonen ved å utsette produksjonen p.g.a. teknologisk framgang, øker (positivt skift i  $C_{13}$ ).

### 2.3.3 Optimal utvinningsbane ved konstante grensekostnader

Ved å studere spesialtilfellet med konstante grensekostnader ( $C_{11} = 0$ ), kan vi løse problemet eksplisitt m.h.p.  $x^*(t)$  som er den optimale produksjonsbanen gitt indre løsning av problemet.

Vi differensierer på nytt (8) m.h.p.  $t$  og benytter (2), (7) samt bibetingelsen i (4). Når vi har forutsatt  $C_{11} = 0$ , får vi:

$$(11) \quad x^*(t) = \frac{1}{C_{12}} [ (r - \alpha)p - rC_1 + C_2 + C_{13} ]$$

En indre løsning tilsier positiv produksjon. Vi må da ha:

$$(12) \quad r(p - C_1) < \alpha p - C_2 - C_{13}$$

Uttrykket i hakeparentesen i (11) er da negativt og hele uttrykket positivt.

Optimal utvinning på et gitt tidspunkt øker isolert sett med økt rente, positivt skift i prisnivået og redusert prisstigningstakt. Økt grensekostnad gir lavere produksjon. Reduseres kostnadsøkningen ved reduserte reserver og/eller kostnadsgevinsten fra teknisk framgang, vil produksjonen på tidspunktet  $t$  øke. Alle disse virkningene er partielle og gjelder på det tidspunktet skiftene inntreffer. En høyere produksjon på et gitt tidspunkt vil isolert sett endre kostnadsforholdene på ethvert seinere tidspunkt fordi en større del av reservene er utvunnet. Helningene på den videre utvinningsbanen vil være endret.

### 2.3.4 Utvinningstakten på norsk sokkel

Det er i dag vanlig å anta at prisen på olje vil stige fram mot år 2000. De feltene som står klar for utbygging, er felt med høyere kostnader

enn de som allerede er utbygd. I tillegg skjer det en teknologisk utvikling som over tid vil redusere utbyggingskostnadene. Med stigende grensekostnader vil vi kunne få en kraftig kostnadsøkning med et stort antall utbygginger samtidig.

Dette er momenter som alle trekker i retning av et moderat utvinningsnivå, de nærmeste årene. En drastisk opptrapping av produksjonen fram mot 1995, vil kunne gi en dårlig avkastning av den norske oljeformuen. Et forhold som trekker i motsatt retning, er den avkastningen vi kan få av å omplassere oljeformuen i andre investeringsobjekter, særlig i en periode med høye realrenter på det internasjonale kapitalmarkedet.

### 2.3.5 Modellenes begrensninger

Modellen vi har presentert foran, bestemmer utvinningsnivået kun ut ifra hensynet til forvaltningen av oljeformuen. Den plasserer ikke aktiviteten i oljesektoren i en større samfunnsøkonomisk ramme. Den etterspørselen investeringene medfører, har betydning både for de berørte næringene og for resten av økonomien. Et høyt aktivitetsnivå på et gitt tidspunkt kan gi press på leverandørindustrien, spesielt på leverandører av kapitalvarer, og gi høyere utvinningskostnader. Dette er en markedseffekt som vi ikke kan illustrere ved vår enkle modell. Den avkastningen formuen gir, må før eller siden anvendes innenlands. Hverken de virkningene dette gir eller de direkte virkningene, f.eks. i form av økt prisstigning og redusert eksportoverskudd, er modellen i dette kapitlet i stand til å belyse. Modellen tar heller ikke hensyn til prisusikkerheten eller verdien av å ha en lett omsettbart formue. En utvidelse av modellen til også å omfatte disse forholdene, vil raskt gjøre modellen svært komplisert å behandle.

I resten av oppgaven skal vi derfor konsentrere oss om noen av de virkningene vi ikke har fått belyst i dette kapitlet.

### 3. INVESTERINGER I FELTUTBYGGING, LETING OG RØRTRANSPORT. 1987-95

#### 3.1. Innledning

I det følgende skal vi se nærmere på de direkte virkningene av investeringer i oljevirkksomheten. Vi deler investeringene inn i tre grupper, investeringer i feltutbygging, rørlegging og letevirkksomhet. Vi er spesielt interessert i virkningene av disse investeringene på aktiviteten og kostnadsutviklingen både totalt i økonomien og i de direkte berørte næringene som f.eks. verkstedsindustrien.

Vi har tatt utgangspunkt i de utbyggingsplanene som er aktuelle fram mot 1995. Ut ifra disse planene har vi konstruert tre forskjellige investeringsbaner. Banene varierer m.h.p. antall felt som blir utbygd, og når en eventuell utbygging starter.

Vi skal bruke de tre banene i modellsimuleringer på MODAG W. Resultatene av disse simuleringene vil illustrere hvordan forskjellige investeringsprofiler virker inn på resten av økonomien.

I det neste avsnittet skal vi se på tre mulige investeringsbaner i feltutbygging fram mot 1995. Vi tar deretter for oss investeringene i leting og i rørlegging i avsnitt 3.3 og 3.4.

#### 3.2 Tre baner for investeringer i feltutbygging

Minimumsnivået for investeringene fram mot 1995 er gitt av de utbyggingsplanene som allerede er godkjent av Stortinget. Disse planene omfatter bl.a. Gullfaks og Oseberg som er under utbygging og som allerede har passert sin investeringstopp. Videre består denne gruppen av Troll og Sleipner, som ble vedtatt utbygd i desember 1986. Investeringene på Troll og Sleipner når en topp rundt 1990. I tillegg til disse utbyggingene som alle er vedtatt, kan vi betrakte utbyggingen av Gyda og Veslefrikk som sikre prosjekter. Utover dette finnes det planer for utbygging av en rekke felt. I områder med eksisterende produksjon, planlegges det utbygging av Oseberg Nord, Gullfaks Sør, Snorre, Brage, Tommeliten 2-4, Oseberg- og Statfjordsatellitene. På Haltenbanken foreligger det planer for Draugen og Heidrun. Smørbukk er også aktuell innenfor vår tidshorisont.

For hvert enkelt felt har vi samlet inn opplysninger om antatte investeringskostnader, investerings- og produksjonsstart og investerings-

stopp. I vedlegg 1 gis det en oversikt over investeringskostnader pr. felt og investeringsstart i de tre banene. Investeringskostnadene omfatter feltutbyggingskostnader inklusive kostnader til produksjonsboring, ledelse og administrasjon. Disse opplysningene er i hovedsak samlet inn fra operatørselskapene. I tillegg har vi for et fåtall felt, hatt tilgang til mer spesifikke opplysninger. Dette gjelder blant annet opplysninger om fordelingen av kostnadene over investeringsperioden og på forskjellige vare- og tjenestegrupper. En del av disse mer detaljerte opplysningene, har vi hentet fra konsekvensrapporter utarbeidet av operatørselskapene.

De totale investeringskostnadene for et enkelt felt vil fordele seg ujevnt over perioden. I tillegg vil den prosentvise fordelingen av årlige kostnader på forskjellige varer og tjenester, variere fra år til år. Denne fordelingen avhenger av hvilken utbyggingsfase feltet befinner seg i. Vi kan grovt dele utbyggingen inn i tre faser; prosjekterings-, konstruksjons- og ferdigstillelsesfasen. På ethvert tidspunkt er det et begrenset antall utbyggingsprosjekter i gang. Aggregering over feltene vil ikke jevne ut forskjeller dem i mellom m.h.p. hvordan kostnadene fordeler seg på varer og tjenester. Fordelingen av totale utbyggingskostnader på varer og tjenester et gitt år, vil derfor i stor grad avhenge av hvordan feltene fordeler seg på prosjekterings-, konstruksjons- og ferdigstillelsesfasen.

Når vi skal gi input til MODAG W, er vi interessert i de totale investeringskostnadene pr. år summert over alle aktuelle feltutbygginger, splittet opp på en rekke forskjellige vare- og tjenestegrupper. Vi har valgt å ta utgangspunkt i hvordan utbyggingskostnadene til hvert enkelt felt fordeler seg på varer og tjenester over perioden.

Vi har benyttet følgende framgangsmåte: Ut ifra informasjon om avsluttede og påbegynte feltutbygginger, nasjonalregnskapstall og andre opplysninger, har vi splittet totale utbyggingskostnader pr. felt opp i seks vare- og tjenestegrupper. Disse gruppene er ledelse og prosjektering, materiale og utstyr, konstruksjon, marine tjenester og annen innenlandsk transport, boring og direkte import. Utgiftene til hver varegruppe er deretter fordelt over en investeringsperiode på seks år. For undervanns- og satelittutbygginger, har vi brukt en periode på tre år. Oppsplittingen har gitt oss en investeringsmatrise for hvert enkelt felt. Et vilkårlig element i en slik matrise sier hvor store utgifter som går til en bestemt varegruppe i et bestemt år. Dette dataarbeidet er nærmere dokumentert i vedlegg 2. En summering over alle feltenes investeringsmatriser, gir fordelingen av totale investeringskostnader pr. år på de seks varegruppene.

Denne fordelingen er brukt som basis for MODAG-kjøringene.

De tre banene er tidligere presentert i tabell 1, s.4. Den første banen er basert på at alle aktuelle utbyggingsplaner blir realisert. Investeringsstart er satt ut ifra selskapenes egne planer. Dette gir som tidligere kommentert, en investeringsboom på starten av 1990-tallet. I bane 2 har vi forsøkt å lage en jevnere investeringsprofil med investeringer rundt dagens nivå ved å utsette enkelte feltutbygginger. De utbyggingene som er utsatt er Snorre (ett år), Gullfaks S (tre år), Tommeliten 4 (etter 1995) og feltene på Haltenbanken. På Haltenbanken er Draugen utsatt med fem år, Heidrun med fire og Smørbukk med to år. Det er vanskelig å gjøre bane 2 jevnere og samtidig holde investeringene på et såpass høyt nivå. En utsettelse av felt med start tidlig i perioden, vil føre til en ytterligere investeringsnedgang i 1989. Utsetter vi felt med investeringsstart i 1992, vil dette gi svært liten virkning på toppen i dette året, men et kraftigere fall fra 1992 til 1993.

Tabell 2 og 3, viser produksjonen i bane 1 og 2. Vi ser at utvinningstempoet i bane 1 og 2 ligger vesentlig over et moderat utvinningstempo på 90 mtoe. fra 1992.

Tabell 2: Produksjon i millioner tonn oljeekvivalenter. Bane 1.

	87	88	89	90	91	92	93	94	95
Olje	52,0	53,7	57,6	64,3	68,6	79,7	87,9	94,3	94,3
Gass	27,0	27,0	27,0	27,0	20,5	18,5	17,5	17,5	19,5
Sum	79,0	80,7	84,6	91,3	89,1	98,2	105,4	111,8	113,8

Tabell 3: Produksjon i millioner tonn oljeekvivalenter. Bane 2.

	87	88	89	90	91	92	93	94	95
Olje	52,0	53,7	57,6	64,3	68,6	75,7	85,9	87,3	84,3
Gass	27,0	27,0	27,0	27,0	20,5	18,5	17,5	17,5	19,5
Sum	79,0	80,7	84,6	91,3	89,1	94,2	103,4	104,8	103,8

Med bane 3 har vi forsøkt å konstruere en investeringsbane som leder til et moderat utvinningstempo. I 1986 nådde produksjonen på sokkelen nesten opp til 70 mtoe. Gullfaks- og Osebergfeltene (fase 1) vil

bidra med omtrent 35 mtoe. pr.år. Det er derfor liten plass for utbygginger utover utbyggingen av Troll og Sleipner, de nærmeste årene. I bane 3 er utbyggingen av de fleste feltene utsatt ytterligere. Investeringsstart på Snorre og Smørbukk er utsatt til etter 1995. Fra 1989 og utover, får vi et investeringsnivå som svinger rundt 16 mrd. 86-kroner i året (tabell 1, s.2). Produksjonen er vist i tabell 4.

Tabell 4: Produksjon i millioner tonn oljeekvivalenter. Bane 3.

	87	88	89	90	91	92	93	94	95
Olje	52,0	53,7	57,6	64,3	68,6	70,7	73,4	71,3	70,3
Gass	27,0	27,0	27,0	27,0	20,5	18,5	17,5	17,5	19,5
Sum	79,0	80,7	84,6	91,3	89,1	89,2	90,9	88,8	89,8

### 3.3 Leting

Statistisk Sentralbyrås investeringstelling i første kvartal 1987 ga et anslag på utgifter til leting i 1987 på 4.7 mrd kroner. I kommentar til dette anslaget (SU 12-87) antydes det at dette anslaget er i snaueste laget. Vi tar derfor utgangspunkt i 5 mrd. 86-kroner i 1987.

I St.meld. 46, 1986-87 gis det signaler om å øke leteaktiviteten framover. Hensikten med dette er fortest mulig å få kartlagt reservene og gjøre nye funn. Man ser faren for at eksisterende reserver fort kan bli tømt. En opptrapping av letingen nå, vil gi en raskere kartlegging. Dette kan gi lavere leteaktivitet mot midten av 1990-åra. På den andre siden kan en eventuell prisøkning og begynnende knapphet på petroleum, stimulere leteaktiviteten på det tidspunktet.

I bane 3 har vi en langsom tømning av oljereservene. Behovet for nye funn vil ikke være så stort i denne banen.

I bane 1 og 2 forutsettes 5 mrd. årlig til investering i leting i 1987, 6 mrd. årlig i perioden 1988 -92 og 5 mrd. i perioden 1993-95. I bane 3 forutsettes 5 mrd. pr. år over hele perioden.

### 3.4 Investeringer i rørtransport

Tabell 5 under gir en oversikt over rørledningsprosjekter i perioden 1987 til 1995. Zeepipe er det eneste prosjektet av noen videre størrelse. De fleste nye feltene i Nordsjøen vil bli koblet til eksisterende infrastruktur. På Haltenbanken må man legge en ny rørledning inn mot norskekysten. Noen av prosjektene har vi fått konkret informasjon om. For de andre prosjektene er anslag beregnet ut ifra antall kilometer rørledning.

De tre første kolonnene angir prosjektstart i de tre banene. Den ytterste høyre kolonnen gir kostnadene.

Tabell 5: Rørleggingsprosjekter.

Prosjekt	Bane: 1	2	3	86-kr. (mrd)
Zeepipe	87	87	87	10,1 (t.o.m. 1995)
Oseberg pipe	pågår			2,4 (1987-95)
Statpipe	"			0,3 "
Tommeliten- Ekofisk	"			0,1 "
Gullfaks A-C	88	88	88	0,1 "
Ø.Frigg-Frigg	88	88	88	0,1 "
Haltenbanken	90	94	etter 95	1,5 (totalt)
Snorre	92	94	-	0,3 "

Vi skiller mellom to typer rørledninger, og antar at importinnholdet i de to typene varierer. De vil derfor bli behandlet forskjellig i modellen. Dette kommer vi tilbake til seinere. Den første typen legges mellom felt på sokkelen, eller fra sokkelen mot norskekysten. Den andre typen legges fra sokkelen til en utenlandsk havn.

Den sistnevnte typen består kun av Zeepipe. Zeepipe skal legges fra Troll/Sleipner til Zeebrugge i Belgia. Utstyr og materiale vil sannsynligvis bli importert direkte til sokkelen p.g.a. kostnadene ved å frakte dem via norsk fastland. Vi kan også anta at utenlandske firmaer og arbeidskraft i stor grad vil bli benyttet til rørleggingen. Derimot vil norske selskaper kunne bidra i konkurransen om prosjekteringskontrakter. Vi har derfor gitt anslag på investeringer til Zeepipe som direkte import i den perioden

leggingen av rør, foregår.

Tabell 6 viser hvor store investeringene i rørtransport blir i de tre banene.

Tabell 6: Investering i rørtransport i mrd.86-kroner.

	1987	88	89	90	91	92	93	94	95
Bane 1	1,8	0,9	0,7	1,8	3,9	3,1	0,7	0,6	1,4
Bane 2	1,8	0,9	0,7	1,4	3,2	2,5	0,8	1,1	2,1
Bane 3	1,8	0,9	0,7	1,4	3,2	2,5	0,6	0,6	1,4

I det neste kapittelet skal vi se på noen egenskaper ved den makroøkonomiske planleggingsmodellen, MODAG W. Deretter skal vi vurdere den sentrale forutsetningen om stabile kryssløpskoeffisienter, i lys av de oppsplittingene vi har gjort av datamaterialet.

#### 4. BRUKEN AV MODAG W I MODELLSIMULERINGENE

##### 4.1 Litt om MODAG W

MODAG er en makroøkonomisk årsmodell og utviklet som et hjelpemiddel for økonomisk planlegging på mellomlang sikt. Vi skal bruke MODAG W i våre simuleringer. Denne modellversjonen skiller seg fra MODAG A ved at den i tillegg til en prisblokk og en kvantumsblokk, også inneholder en arbeidsmarkedsblokk hvor bl.a. arbeidsløshet og lønnsutviklingen bestemmes. I dette avsnittet bygger vi i hovedsak på Bergan m.fl.(1986) og Cappelen og Moum (1987).

Modellens teoretiske grunnlag er den skandinaviske inflasjonsmodellen, keynesiansk makroteori og kryssløpsteori. Dette grunnlaget avspeiler seg i skillet mellom konkurranseutsatte og skjermede næringer, i at den endogene produksjonen er etterspørselsbestemt og i modellens kryssløpskjerne. Lønnsfastsettelsen skjer delvis ved at man følger hovedkursen (jfr. den skandinaviske inflasjonsmodellen) og delvis benytter et Phillips-kurve ledd.



Modellens kryssløpskjerne beskriver varestrømmene mellom sektorene i økonomien. I modellen er nasjonalregnskapsvarene aggregert til 42 MODAG-varer. Produksjonssektorene er gruppert i 33 MODAG-sektorer. I tillegg til produksjonssektorer er modellen inndelt i importsektorer og sektorer for sluttleveringer. For hver produksjonssektor opereres det i prinsippet med 8 forskjellige realkapital- og investeringsarter. Varestrømmene mellom sektorene grupperes i aktiviteter. En produksjonssektor kan drive i flere produksjonsaktiviteter. I hver aktivitet regnes en av varene som aktivitetens hovedvare. Man forutsetter faste kryssløpskoeffisienter. Dette medfører at forholdet mellom de forskjellige varene innen en aktivitet ligger fast. Videre vil sammensetningen av vareinnsats til en produksjonssektor være gitt ved faste andeler av bruttoproduksjonen. Varesammensetningen innen hver investeringsart er også gitt ved faste andeler.

Koeffisientene i kryssløpsstrukturen er estimert på basis av nasjonalregnskapet i basisåret. Basisåret ligger ett til to år tilbake i tid. 1985 er basisår i våre beregninger. I modellens atferdsrelasjoner er koeffisientene estimert v.h.a. økonometriske metoder. Estimeringen er foretatt på tidsserier fra nasjonalregnskapet.

Flere av atferdsrelasjonene har en "lag"-struktur, i det man antar at tilpasningen til ønskede størrelser skjer gradvis. Ved endringer i de eksogene variablene, vil virkningen på de endogene størrelsene inntreffe over en periode på flere år. Hovedtyngden av virkningene vil være inntruffet i løpet av en fem-års periode.

Som nevnt innledningsvis, skiller vi mellom tre hovedblokker i MODAG W, pris-, kvantums- og arbeidsmarkedsblokken, selv om disse blokkene i prinsippet er simultane. I modellens prisblokk bestemmes hjemmepriser, eksportpriser, konsumpriser, investeringspriser, driftsmarginer og lønns-satser simultant, gitt arbeidsløshetsraten fra forrige periode, arbeidsgiveravgiftssatser, satser for indirekte skatter og subsidier, offentlig regulerte priser, importpriser og konkurrerende priser på verdensmarkedet.

Lønns-satserne, hjemmeprisene og driftsresultatet samt importandelene fra importandelsmodellen (kommentert under), inngår deretter i kvantumsblokken sammen med de eksogene anslagene for renter, stønader, offentlig sysselsetting, offentlig kjøp av varer og tjenester og kredittstørrelser. I kvantumsblokken bestemmes produksjon, sysselsetting, privat konsum og private realinvesteringer simultant.

Befolkningssammensetningen, reallønna, marginals-katten og situa-

sjonen på arbeidsmarkedet, bestemmer arbeidstilbudet i arbeidsmarkedsblokken. Når arbeidstilbudet og sysselsettingen er gitt, bestemmes arbeidsløsheten. Arbeidsledighetsraten vil påvirke lønnsutviklingen i kommende perioder. Ved en arbeidsledighet på 2,4 pst. vil lønnsutviklingen følge hovedkursen.

Hver vare kan ha tre forskjellige priser i modellen; hjemmepris, eksportpris og importpris. Hjemmeprisen er prisen på varen produsert og solgt i Norge. Importprisen gis eksogent. Man kan begrunne forskjellen mellom hjemmepris og importpris ved å anta at det ikke er perfekt substitusjon mellom en vare som er produsert i Norge og den tilsvarende varen produsert i utlandet. Imperfekt substitusjon kan også begrunne at norske produsenter kan motta en pris på sine produkter i utlandet (eksportprisen) som er forskjellig fra verdensmarkedsprisen (importprisen). Skillet mellom eksport- og importpris, kan også forklares med at norske produsenter har en viss markedsrett på utenlandske markeder. De endogene bestemte hjemme- og eksportprisene, er funksjoner av enhetskostnader, verdensmarkedsprisen og graden av kapasitetsutnyttning. Betydningen av de forskjellige faktorene varierer avhengig av om vi ser på hjemme- eller eksportpriser og av om det er tjenester, skjermede eller konkurranseutsatte industrivarer. MODAG avviker fra den skandinaviske inflasjonsmodellen ved å anta imperfekt substitusjon mellom hjemme- og uteproduerte varer samt markedsrett i utlandet.

Modellen skiller mellom følgende endogene etterspørselskomponenter; privat konsum og -investeringer, eksport og vareinnsats. I tillegg har vi følgende eksogene etterspørselskomponenter; offentlig kjøp av varer og tjenester, investeringer i oljevirkosomhet, sjøfart og offentlig forvaltning og det meste av lagerendringer.

Totalt privat konsum bestemmes i en makrokonsumfunksjon og avhenger av realdisponibel inntekt for hver sosioøkonomisk gruppe (lønnstakere, selvstendig næringsdrivende og trygdede) og kreditttilførsel. Det totale private konsumet fordeles på konsumaktiviteter gjennom et system av etterspørselsfunksjoner der totalt privat konsum og relative priser er forklaringsvariable.

Eksporten avhenger av forholdet mellom eksportprisene og verdensmarkedsprisene og av total verdensmarkedsrett. Man baserer seg her på en forutsetning om separate etterspørselsfunksjoner for norsk-produserte varer. Eksporten av råolje og naturgass, gis eksogent. For disse varene bør man ta eksplisitt hensyn til produksjonskapital og ressursgrunnlaget ved

fastsettelse av eksporten.

Vareinnsatsen blir bestemt via kryssløpet.

De private bruttoinvesteringene omfatter investeringer i produksjonskapital og i boligkapital. Produsentene antas på lang sikt, å minimere enhetskostnadene m.h.p. kapital og arbeidskraft for forventet produksjon. Tilpasningen til ønsket kapitalbeholdning skjer gradvis. Etterspørselen etter produksjonskapital avhenger av relativ brukerpris, produksjon og av den finansielle situasjonen. Etterspørselen etter boligkapital behandles noe annerledes enn etterspørselen etter produksjonskapital, ettersom det er husholdningene og ikke bedriftene, som hovedsaklig investerer.

Varetilgangen omfatter import og innenlandsk produksjon. Den er hovedsaklig etterspørselsbestemt. Over halvparten av importen bestemmes ved importandeler. Resten av importen bestemmes enten eksogent (skip & oljeplattformer) eller residualt i varebalansene (ressursbasert produksjon og ikke-konkurrerende import). Endringer i importandelene for tjenester gis eksogent. De øvrige importandelene er funksjoner av forholdet mellom hjemmepriser og importpriser. Innenlandsk produksjon er for de fleste varene residualt bestemt avhengig av etterspørsel, import og lagerendringer. Anslag for ressursbasert produksjon gis eksogent.

Sysselsettingen følger av produksjonen, kapitalbeholdningen og eksogen total faktorproduktivitetsutvikling.

Hovedvirkningene i modellen det året endringer i de eksogene inntreffer, går fra pris- til kvantumblokken. Analyserer vi utviklingen over flere år, vil tilbakevirkningene til prisblokken være av betydning. Disse tilbakevirkningene går via endringer i arbeidsproduktivitet, kapasitetsutnyttning, sysselsetting og dermed arbeidsløshet. Utbytte m.h.p. skalaen er tiltakende i modellen. Arbeidsproduktiviteten vil dermed øke med økt produksjon.

Endringer i lønnsatsene er den samme for alle sektorer. Vekstraten bestemmes i lønnsrelasjonen som en funksjon av arbeidsledighetsraten, produktivitetsutviklingen og endringer i verdensmarkedsprisene. Med bare en lønnsrelasjon i modellen, er det ikke mulig å studere lønnsmitte-virkninger. Dette er en mangel ved modellen når vi analyserer virkningene av en etterspørselsøkning som retter seg mot en spesiell sektor f.eks. leverandører av investeringsvarer til oljevirkksomheten, eller når vi ser på en generell etterspørselsøkning i en situasjon med forskjellig grad av kapasitetsutnyttning i produksjonssektorene.

MODAG W mangler en finansiell sektor. Finansielle størrelser som f.eks. tilgang på kreditt og rentenivå, gis eksogent. Modellen kan derfor ikke brukes til å analysere tilbakevirkninger på realøkonomien fra pengemarkedet.

#### 4.2 Oljesektoren i MODAG W

Som det har framgått av det foregående, behandles oljevirkksomheten hovedsaklig eksogent i modellen. I nasjonalregnskapet omfatter oljevirkksomheten to sektorer, sektorene for h.h.v. utvinning og rørtransport. I MODAG er disse samlet i en sektor; sektor 64: Utvinning og transport av råolje og naturgass.

Sektor 64 produserer tre varer;

- Vare 66 Råolje
- 67 Naturgass
- 69 Olje- og gasstransport med rør

Produksjon, vareinnsats- og sysselsettingsbruk, investeringer og eksport gis eksogent. Import av varene 66 og 67 framkommer via varebalansene. Import av vare 69 er null i 1985. I tillegg etterspør sektoren en ikke-konkurrerende importvare (06, "Oljeutvinning, diverse import"). Denne følger av det eksogene anslaget for investeringsarten JM7.

Sektoren etterspør syv forskjellige investeringsarter;

- JB1 Bolig-, fritids- og driftsbygg mv.
- JB2 Oljeanlegg mv.
- JM2 Fly, biler mv.
- JM3 Maskiner mv. ekskl. oljeplattformer ol.
- JM5 Verkstedsprodukter mv.
- JM6 Skip og oljeboreplattformer
- JM7 Oljeutvinning, direkte import

Samlet etterspørsel etter investeringsartene JB2, JM5 og JM7 avhenger bare av nyinvesteringene i disse artene i oljesektoren. Etterspørselen etter de fire andre investeringsartene JB1, JM2, JM3 og JM6

avhenger også av nyinvesteringer i andre produksjonssektorer.

I hver investeringsart inngår flere av modellens varer. Det innbyrdes forholdet mellom varestrømmene er bestemt av kryssløpskoeffisienter som er estimert på basis av nasjonalregnskapet i 1985. Den videre tilgangsstrukturen for de varene som inngår, er også gitt ved faste koeffisienter. Kryssløpsstrukturen ligger fast ved simuleringer over en lengre periode. Spredningen av de impulsene vi gir f.eks. via investeringsarten JM5 på varer og videre til innenlandske produksjonssektorer og import, vil dermed være gitt for hele den perioden vi skal analysere.

Av hensyn til de resultatene vi kommer fram til, er det viktig å vurdere holdbarheten i forutsetningen om faste kryssløpskoeffisienter. I denne studien skal vi nøye oss med å vurdere stabiliteten i varesammensetningen innen de enkelte investeringsartene. Vi forutsetter at strukturen i tilgangen av varer fra innenlandske produksjonssektorer og importsektorer, har en rimelig grad av stabilitet.

Tabell 7 viser hvilke varer som inngår i de investeringsartene oljesektoren etterspør og hvor stor andel de utgjør av investeringsarten. For investeringsartene JB1, JM2 og JM3 viser tabellen bare de viktigste varene. Disse tre artene utgjør i følge nasjonalregnskapstall for perioden 1977-85, en svært liten andel av de totale investeringene i oljevirkosomheten.

Tabell 7: Fordeling av investeringsartene på varer ifølge 1985-versjonen av MODAG.

Investeringsart	Andel	Varenummer og -benevning
JB1	0,83	55 Bygge- og anleggsvirksomhet
JB2	0,05	55 Bygge- og anleggsvirksomhet
	0,01	81 Varehandel
	0,44	68 Boring etter olje&gass, utleie av borerigger
	0,20	85 Annen privat tjenesteyting
	0,20	06 Oljeutvinning, diverse import
JM2	0,29	45 Verkstedsprodukter
	0,19	81 Varehandel
	0,25	02 Industrielle ferdigvarer, ikke-konkurrerende import
JM3	0,57	45 Verkstedsprodukter
	0,15	81 Varehandel
JM5	0,04	43 Metaller
	0,61	45 Verkstedsprodukter
	0,05	55 Bygge- og anleggsvirksomhet
	0,04	74 Transporttjenester, innenlands
	0,10	81 Varehandel
	0,16	85 Annen privat tjenesteyting
JM6	1,00	50 Skip og oljeplattformer mv.
JM7	1,00	06 Oljeutvinning, diverse import

#### 4.3 Nærmere om vareetterspørselen fra oljeinvesteringene i MODAG W

Vi kan spesifisere tre hovedtyper av investeringer til oljevirkomheten; feltutbygginger, investeringer i rørtransport og leting. Utgifter til feltutbygging har vi tidligere delt opp i seks varegrupper, ledelse/prosjektering, materiale/utstyr, konstruksjon, marine tjenester,

boring og direkte import. Det datamaterialet vi har hatt tilgjengelig, har gitt lite informasjon om hvordan etterspørselen i tilknytning til leting og investeringer i rørtransport fordeler seg på varer. Vi har derfor, med ett unntak, ikke splittet disse kostnadene opp på varegrupper. Impulsene fra legging av rørledninger fra sokkelen til ilandføringssted utenfor Norge, har vi valgt å gi som direkte import.

Vi skal se nærmere på hvordan fordelingen på investeringsarter og den videre oppsplittingen på varer i MODAG, samsvarer med den fordelingen vi selv har foretatt. Vi skal også vurdere stabiliteten i varesammensetningen innen investeringsartene i tabell 7. Artene JB1, JM2 og JM3 mottar svært lite av etterspørselen fra oljeinvesteringene. Vi vil ikke gå nærmere inn på stabiliteten innen disse artene. To av investeringsartene, JM6 og JM7, består kun av en vare hver. Det gjenstår dermed bare å vurdere stabiliteten innen JB2 og JM5.

I tabell 8 ser vi sammenhengen mellom vare- og artsfordelingen i MODAG og de varegruppene vi har inndelt investeringer i feltutbygging i.

Tabell 8: Feltutbygging. Sammenlikning av egen vareinndeling og inndelingen i MODAG.

Varegruppe	Varenumre i MODAG	Investeringsart
Ledelse/prosjektering	Vare 85	JM5
Materiale/utstyr	Vare 43, 45, 55, 81	JM5
Konstruksjoner	Vare 50, 55	JB1 & JM6
Marine tjenester	Vare 74	JM5
Boring	Vare 68	JB2
Direkte import	Vare 06	JM7

Konstruksjoner tilsvarer varene 50 og 55. Vare 55 inngår hovedsaklig i JB1. Denne varen har i perioden 1977-85 fått en liten andel av impulsene i følge NR. I modellkjøringen har vi gitt en mindre andel av etterspørselsimpulsene fra konstruksjon av plattformer via JB1, det resterende er gitt via JM6. Direkte import tilsvarer varen 06, som inngår med en andel på 1.0 i JM7. Direkte import i tilknytning til feltutbygging er gitt via denne arten. I modellen er boring vare 68, som kun inngår i arten JB2. Kostnader til produksjonsboring er gitt via JB2. Ledelse/prosjektering tilsvares av vare 85, materiale/utstyr av varene 43,

45, 55 og 81 og marine tjenester tilsvares av vare 74. Alle disse varene inngår i investeringsarten JM5. I tillegg inngår noe materiale/utstyr i JM2 og JM3. En mindre andel av utgiftene til materiale/utstyr er fordelt på disse to artene.

#### 4.4 Vurdering av kryssløpkoeffisientene i "Verkstedsprodukter"

Investeringene knyttet til utbyggingen av et felt vil ha en varierende varesammensetning over utbyggingsperioden. Hvert år omfatter summen av feltutbygginger kun et fåtall felt. Fordelingen av de årlige feltinvesteringene på forskjellige varegrupper vil derfor ofte endres fra ett år til ett annet. Dette har ingen betydning for de anslagene vi ønsker å gi til konstruksjon, boring og direkte import. Disse tre varene gis hver for seg via egne eksogene variable (JM6, JM7 og JB2).

For varegruppene ledelse/prosjektering, materiale/utstyr og marine tjenester, oppstår det derimot problemer. Etterspørselen etter disse tre varegruppene gir ikke impulser mot de samme produksjonssektorene. Importimpulsene blir heller ikke de samme. Slik modellen er utformet, må vi gi eksogene anslag for de tre gruppene samlet til JM5. Modellen vil deretter fordele denne summen på de respektive MODAG-varene ut i fra faste koeffisienter i basisåret. Hvis det innbyrdes forholdet mellom de tre gruppene varierer over simuleringsperioden, vil dette gi opphav til skjevheter i våre resultater.

Tabell 9-11 viser hvordan den årlige summen til ledelse/prosjektering, materiale/utstyr og marine tjenester antas å fordele seg på disse tre varegruppene i bane 1, 2 og 3. Fordelingen er gjort i følge egne beregninger som er nærmere beskrevet i kapittel 3 og i vedlegg 2. Tabellene viser også de andelene som ligger inne i MODAG.



Tabell 9: BANE 1. Fordelingen av JM5 på prosjektering/ledelse (vare 43, 45, 55, 81), materiale/utstyr (vare 85) og marine tjenester (vare 74). 1987-95. Andeler i prosent av totalen.

Varer	MODAG	87	88	89	90	91	92	93	94	95
43,45, 55,81	79,8	35,3	33,5	43,3	40,4	37,0	31,7	20,1	28,1	16,6
85	15,6	45,7	50,0	46,1	43,3	44,4	42,8	38,1	33,4	37,5
74	4,5	19,0	16,5	10,6	16,3	18,6	25,5	41,8	38,5	45,9

Tabell 10 : BANE 2. Fordelingen av JM5 på prosjektering/ledelse (vare 43, 45, 55, 81), materiale/utstyr (vare 85) og marine tjenester (vare 74). 1987-95. Andeler i prosent av totalen.

Varer	MODAG	87	88	89	90	91	92	93	94	95
43,45, 55,81	79,8	35,3	35,6	43,5	39,1	37,7	30,2	31,3	39,1	33,8
85	15,6	45,7	47,8	41,3	41,5	45,3	48,8	47,4	43,0	40,1
74	4,5	19,0	16,6	15,2	19,4	17,0	21,0	21,3	17,9	26,1

Tabell 11: BANE 3. Fordelingen av JM5 på prosjektering/ledelse (vare 43, 45, 55, 81), materiale/utstyr (vare 85) og marine tjenester (vare 74). 1987-95. Andeler i prosent av totalen.

Varer	MODAG	87	88	89	90	91	92	93	94	95
43,45, 55,81	79,8	35,3	36,5	45,7	38,6	36,1	24,2	30,2	39,9	31,4
85	15,6	45,7	46,6	38,2	40,9	50,6	56,9	52,2	42,7	41,0
74	4,5	19,0	16,9	16,0	20,5	13,3	18,9	17,6	17,4	27,6

Nivået på våre andeler avviker fra nivået på andelene i MODAG. Dette skal vi komme tilbake til seinere.

De andelene vi har beregnet, er ikke stabile over perioden.

Stabiliteten er best i bane 2. I denne banen er investeringsnivået forsøkt holdt jevnt ved å spre investeringsstarten for de forskjellige prosjektene ut over perioden. De årlige investeringskostnadene vil dermed fordele seg på prosjekter i ulike utbyggingsfaser. Derfor vil også fordelingen på varer være jevnere.

I bane 1 og 3 skjer oppstartingen av prosjektene mer konsentrert. I disse banene er det også større variasjon i varefordelingen. I bane 1 med maksimale investeringer, har de fleste feltene investeringsstart tidlig i perioden. Vi får en topp i etterspørselen etter materiale og utstyr fra 1989 til 1991. Deretter avvtar denne andelen, sammen med totalen (tabell 1, vedlegg 3) til de tre varegruppene. I de siste årene, er investeringene små og har en stor andel til marine tjenester.

I bane 3, jevn produksjon, er igangsettingen av nye felt konsentrert i to omganger, den første i 1988 og den neste rundt 1992-93. Dette fører til en høyere andel til prosjektering og ledelse disse årene, enn i resten av perioden. Vi får en nedgang i andelen til materiale og utstyr fra 1990 til 1992 og deretter en ny oppgang mot 1994. I 1995 er andelen til marine tjenester høy.

#### 4.5 Eksogenisering av kryssløpskoeffisienter

Hensikten med våre modellsimuleringer er bl.a å analysere virkningen på enkelte innenlandske sektorer og handelsbalansen av forskjellige investeringbaner. Vi ønsker derfor å utnytte den informasjon vi har om variasjonen i fordelingen på varer. Dette er mulig å gjøre ved å behandle de kryssløpskoeffisientene som fordeler input'en til JM5 på MODAG-varer som eksogene variable - som kan variere over tid - istedenfor konstante koeffisienter.

Vi har gitt anslag framover for fordelingen av JM5 på MODAG-varene 43, 45, 55, 74, 81 og 85, basert på andelene i tabell 9-11. For å kunne bruke andelene i tabell 9-11, må vi imidlertid gjøre visse endringer. Våre andeler er nivåmessig forskjellig fra andelene i 85-versjonen av MODAG. Forskjellen kan ha flere årsaker. En forklaring kan være at etterspørselen etter prosjektering, ledelse og marine tjenester går gjennom mer indirekte baner i NR som er basis for koeffisientene i MODAG. Disse varene kan f.eks. inngå som vareinnsats i sektorer som leverer til oljeinvesteringene i NR. En annen mulighet er selvsagt at det er systematiske skjevheter, enten i våre andeler eller i andelene i MODAG. Vi skal i det følgende anta at forskjellene hovedsaklig kan forklares ved mer indirekte baner for spredningen av impulsene i MODAG. For at de totale impulsene skal bli riktige, er vi derfor nødt til å skalere våre andeler, samtidig som vi beholder de relative variasjonene mellom varene.

Et annet problem, er at vi i våre andeler har informasjon om impulsene mot varene 43, 45, 55 og 81 samlet. I MODAG er disse adskilte. Vi har splittet andelen til materiale og utstyr opp på disse fire varene. Andelene i MODAG til varene 43 og 55 er svært små. Disse andelene har vi holdt fast gjennom perioden. I 1987 har vi gitt varene 74 og 85 andeler på h.h.v. 10 og 20 pst. Vi har deretter latt disse to andelene utvikle seg som i tabell 9-11. Den summen som nå gjenstår av det totale anslaget til JM5, har vi fordelt på varene 45 og 81. Vi har beholdt det innbyrdes forholdet mellom disse to varene i 1985 (6:1), uendret.

Den endelige prosentvise fordelingen av JM5 på varene 43, 45, 55, 74, 81 og 85 i de tre banene, er gitt i tabell 2, 6 og 10 i vedlegg 3. Dette vedlegget gir i tillegg en oversikt over de eksogene anslagene vi har gitt de investeringsartene som oljevirkosomheten (inkl. leting og rørtransport) etterspør.

#### 4.6 Vurdering av kryssløpskoeffisientene i "Oljeanlegg mv."

I resten av kapitlet skal vi se nærmere på de anslagene vi gir via investeringsarten JB2. I tillegg til produksjonsboring, omfatter investeringsarten JB2 investeringer i rørtransport og utgifter til leting. De investeringene i rørtransport som skal gis som direkte import, går via JM7.

I NR er investeringene i rørtransport, leting og produksjonsboring delt inn i to investeringsarter. Dette er

20137: Olje- og gassrørledninger (med landinstallasjoner og pumpestasjoner)

20138: Oljeboring og andre utgifter til oljeleting

Som i MODAG, omfatter investeringsartene i NR en rekke varer. Fordelingen av JB2 på MODAG-varer baserer seg på fordelingen av de to investeringsartene på NR-varer. Denne fordelingen er dannet ved at en har slått sammen de to varestrømmene og beregnet fordelingen på varer som andeler av samlet basisverdi.

Tabell 12 og 13 viser varefordelingen innen h.h.v. 20137 og 20138 for noen år tilbake. NR-varene er aggregert til MODAG-varer. Fram til og med 1981 gikk 20137 utelukkende til vare 06.

Tabell 12: Fordelingen av 20137 på varer. Prosentandeler.

MODAG-vare	t.o.m	-81	82	83	84	85	$\bar{x}$ (83-85)
06	100,0	9,8	33,9	5,8	16,8	18,8	
43			19,3	13,1	8,3	13,6	
50			11,8	15,9	12,5	13,4	
55		90,2					
68			11,9	19,3	16,6	15,9	
74			4,7	12,1	1,7	6,2	
85			18,4	33,9	44,1	32,3	

Tabell 13: Fordelingen av 20138 på varer. Prosentandeler.

MODAG-vare	81	82	83	84	85	$\bar{x}$ (81-85)
06	14,1	12,9	26,8	13,3	20,6	17,5
43	1,1	,7	,5	1,4	,4	,8
45	15,9	7,3	10,3	12,8	3,6	10,0
55	3,5	2,4	1,9	1,9	1,4	2,2
68	53,8	62,8	41,6	40,4	50,2	49,8
74	6,4	8,5	6,2	7,7	8,4	7,4
85	4,8	5,3	12,3	22,5	15,1	12,0

For årene 1982 til 1985 har vi beregnet andeler som er et veid gjennomsnitt av andelen i de to investeringsartene. Vektene er valgt slik at andelene tilsvarer de som beregnes til MODAG. Resultatet er vist i tabell 14 under. Vektene er gitt i de to siste linjene. I den nest ytterste kolonnen til høyre har vi beregnet gjennomsnittet over perioden. Den ytterste kolonnen viser andelene i MODAG med 1985 som basisår. Våre andeler fra 1985 avviker noe fra disse. Dette kan skyldes at vi har brukt allerede bearbejdet data.

Tabell 14: Veid gjennomsnitt av andelene i 20137 og 20138.

MODAG-vare	82	83	84	85	$\bar{x}$	MODAG
06	12,7	30,3	10,1	20,0	18,3	20,0
43	0,7	9,7	6,3	2,5	4,8	3,0
45	6,9	5,3	7,4	3,0	5,6	3,0
50	-	5,8	6,7	2,0	3,6	2,0
55	9,8	1,0	1,1	1,2	3,3	1,0
68	50,6	27,1	31,5	44,9	38,5	44,0
74	8,0	5,5	9,5	7,3	7,6	7,0
85	5,0	15,3	27,3	19,7	16,8	20,0

Vekter:

- 20137	6,0	48,8	42,0	15,9	28,2
- 20138	94,0	51,2	58,0	84,1	71,8

Det er tre forhold som har betydning for andelene som brukes i MODAG.

- i) Andelene innen h.h.v. 20137 og 20138 er ustabile (tabell 12 og 13).
- ii) Samlede investeringskostnader til de to artene fordeler seg svært ujevnt på de to artene (tabell 14).
- iii) Sammenligner vi gjennomsnittsfordelingene over perioden for de to artene, vil disse være forskjellige (tabell 12 og 13). 20137 vil ha en gjennomsnittlig større andel til varer (43,50,55) og tjenester, men en lavere andel til boring (68) enn 20138.

Disse forholdene gjør at andeler basert på ett år med en stor andel av totalen fra investeringer i rørtransport (20137), vil gi en skjev fordeling av impulsene i år med liten investeringsaktivitet i rørtransport.

Ustabiliteten i andelene i tabell 12 og 13, kan skyldes flere forhold. Varesammensetningen innen investeringer i rørtransport kan variere avhengig av hvilke prosjekter som er igangsatt og hvilken fase disse prosjektene er i. Innen investeringsarten "oljeboring og andre utgifter til oljeleting" kan variasjonene skyldes forskjellig fordeling av totalen på

produksjonsboring, leteboring og seismiske tjenester. Svingningene er i tilfelle av ren strukturell art. Det datamaterialet vi har adgang til, gir få opplysninger som kan avdekke denne strukturen. Andre årsaker til variasjonene kan være endringer i føringen av investeringsartene i NR. Variasjonene kan også skyldes rene tilfeldigheter.

Tabell 14 viser at det er spesielt fire varer som har hatt ustabile andeler over perioden. Dette er varene 06, 43, 68 og 85.

Andelen til vare 06 varierer både innen 20137, -138 og innen det veide gjennomsnittet. Det samme er tilfellet for vare 85. Andelen i MODAG for vare 06 ligger nær gjennomsnittet for de fire siste årene. MODAG-andelen ligger noe over gjennomsnittet for vare 85. Som tidligere nevnt, har vi for ett rørleggingsprosjekt gitt en del av impulsene via JM7, direkte import. Vi har begrunnet dette med at det i den perioden leggingen av rør foregår, i hovedsak vil være snakk om import. Ellers har vi gitt impulsene via JB2. Disse impulsene vil ha en høyere tjenesteandel enn normalt. Dette kan rettferdiggjøre bruken av en tjenesteandel som ligger over gjennomsnittet.

Det er en viss systematikk i svingningene for varene 43 og 68. Vare 43 har høyere andel de to årene andelen til investeringer i rørtransport er stor (1983 og -84), mens vare 68 har lav andel disse to årene. Årsaken til dette er at det ved denne typen investeringer etterspørres mye metaller og lite boretjenester. Andelene som ligger inne i modellen er estimert på grunnlag av NR-tall fra 1985, et år med relativt små investeringer i rørlegging. I våre anslag for perioden 1987-95, vil også investeringene fra rørlegging utgjøre en liten andel av JB2. For denne perioden kan vi forvente andeler for varene 43 og 68 i nærheten av andelene i 1985.

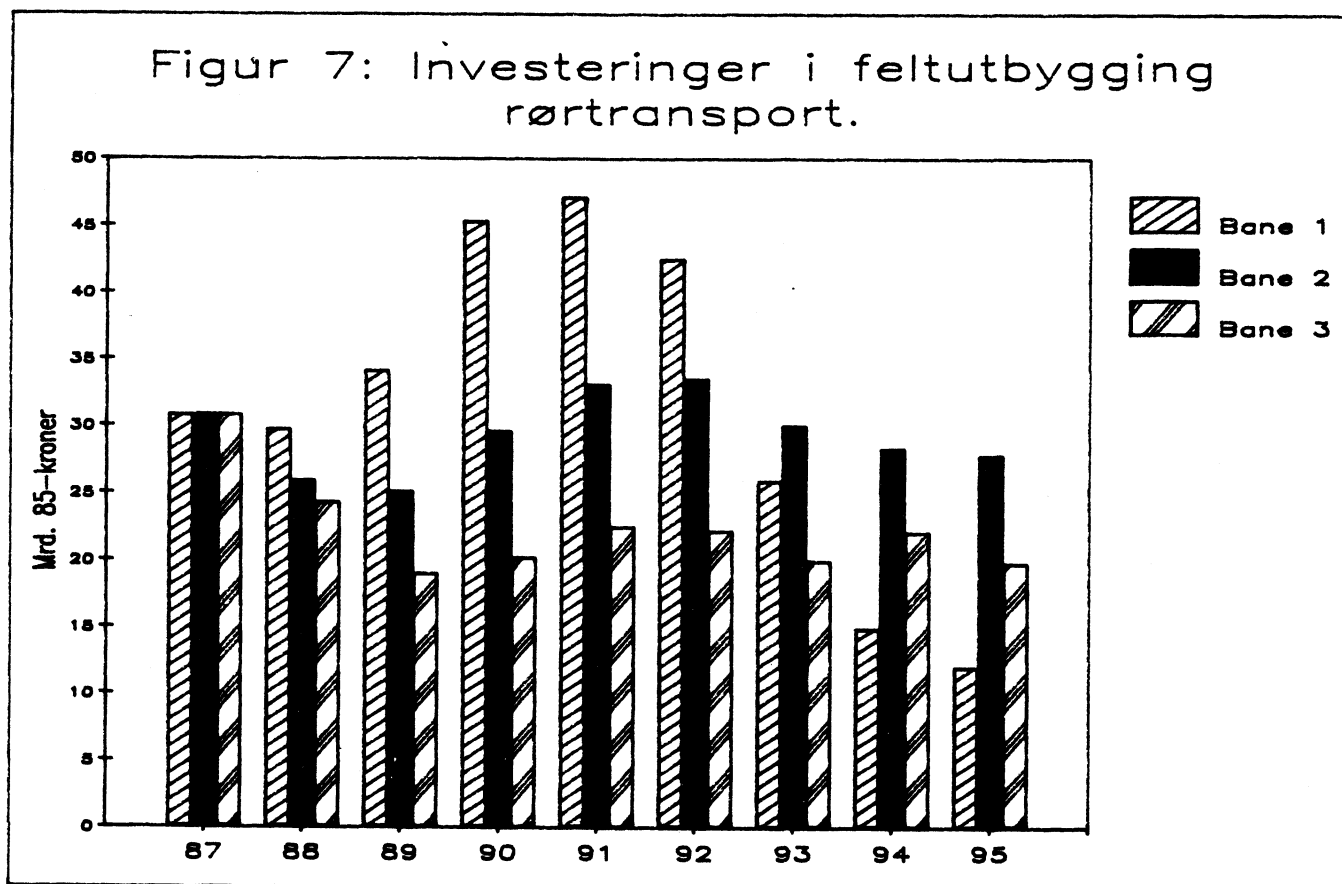
Vi har valgt ikke å endre fordelingen av JB2 på varer. For det første har vi for dårlig datamateriale til å kunne endre på andelene. I tillegg viser gjennomgangen av de mest ustabile andelene, at de andelene som ligger inne i modellen (1985-andeler) kan gi et rimelig resultat, gitt våre investeringsanslag.

I framtidige modellversjoner vil det være av interesse å splitte JB2 opp på to arter. Tabell 12-14 viser at andelene i modellen er svært følsomme for endringer i fordelingen på rørtransport, leting og produksjonsboring. På grunn av svingningene i andelene innen de to NR- artene, bør man i tillegg beregne andeler for hver enkelt art som et gjennomsnitt over flere år.

## 5. VIRKNINGER AV ULIKE INVESTERINGSBANER PÅ NORSK ØKONOMI

## 5.1 Innledning

I kapittel 3 og 4 presenterte vi tre ulike baner for investeringer i oljesektoren for perioden 1987-95, og gjorde rede for oppsplittingen av datamaterialet i forhold til input-strukturen i MODAG. Vi skal nå studere virkningen av disse tre banene på norsk økonomi, belyst med resultater fra modellsimuleringer på MODAG W. De tre investeringsbanene som er utgangspunkt for simuleringene, er vist i figur 7. Vi har valgt bane to, jevne investeringer, som referansebane. Virkningene av de to andre banene framkommer som endringer i forhold til denne referansebanen.



Verdien på eksogene variable utenom investeringer i oljesektoren, produksjon og eksport av olje og gass, har vi holdt uendret i de tre banene. Vekstratene for noen av disse variablene er gjengitt i tabell 15. Verdensmarkedsveksten er antatt å holde seg stabil gjennom perioden, mens vi antar en liten økning i prisstigningstakten på verdensmarkedet fra 1991 og utover. Det er antatt at kursen på norske kroner er uforandret fra 1987 til 1995. Offentlig konsum antas å vise en stabil vekst. Årlig vekst i offentlige bruttoinvesteringer antas å bli høyere i siste del av perioden.

Tabell 15: Eksogene vekstrater. Prosentvis vekst.

	1987-90	1991-95
Importpriser	2,5	3,0
BNP handelspartnere	2,5	2,5
Offentlig konsum	2,1	2,0
Offentlige bruttoinvesteringer	0,1	1,0

Vi har tatt utgangspunkt i en gjennomsnittlig oljepris i 1987, på 18.5 \$ fatet. Prisen antas å holde seg stabil på litt over 19 \$ i 1988-89 og stiger deretter til over 30 \$ i 1995. Vi har antatt at dollarkursen faller fra 6,6 kr/\$ i 1987 til 6,4 i 1988 og deretter holder seg stabil på dette nivået. Dette gir en oljepris pr.fat på 200 kr i 1995 mot 122 kr i 1988, noe som innebærer en nominell vekst på 7 prosent i gjennomsnitt pr.år og en realprisvekst på om lag 3 prosent årlig. Det er antatt at oljeprisene øker sterkt på begynnelsen av 1990-tallet. Dette må vel regnes for å være en gunstig utvikling i oljeprisene sett med norske øyne. Gassprisen følger etter oljeprisen med et "lag" på 1/2-1 år.

## 5.2 Referansebanen

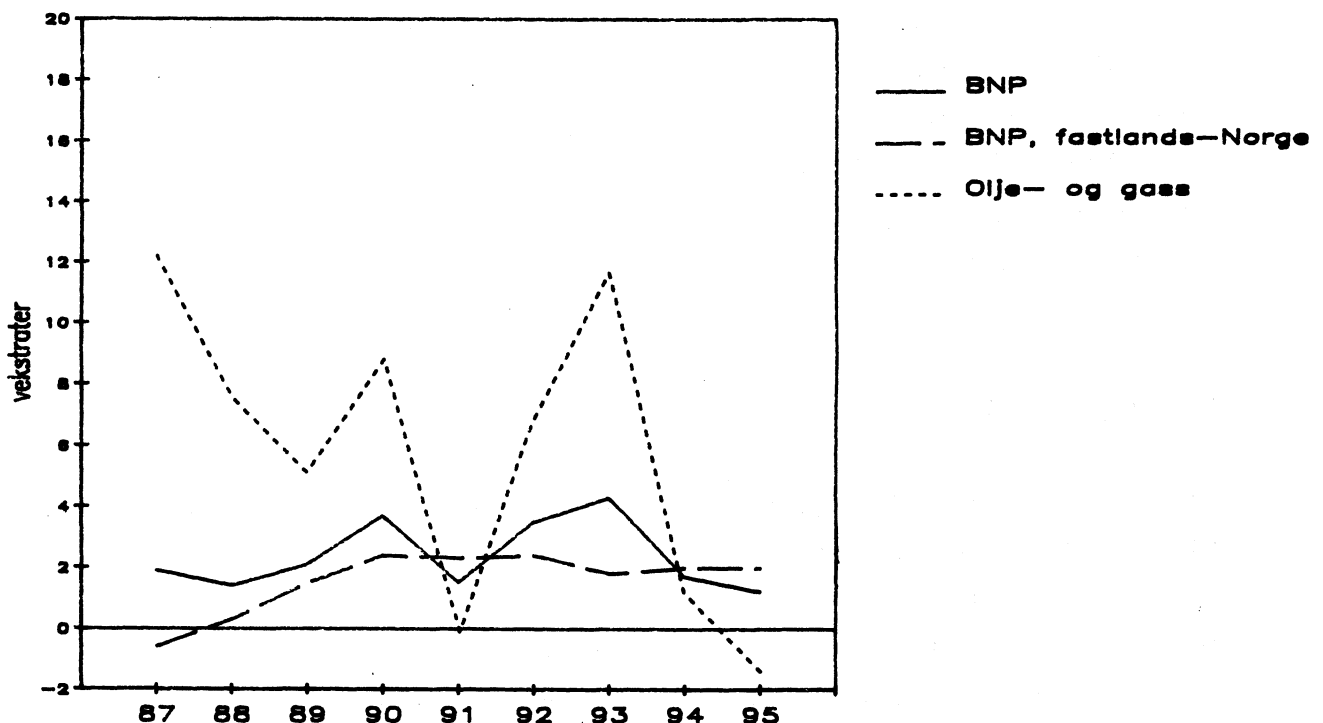
Tabell 16 viser gjennomsnittlige vekstrater i referansebanen for en rekke sentrale makroøkonomiske størrelser for h.h.v. periodene 1987-90 og 1991-95. I tillegg viser figur 8-10 hvordan veksten i forskjellige makrostørrelser samt produksjonen av olje og gass, utvikler seg gjennom perioden. Gjennomsnittlig vekst i BNP ligger litt høyere i perioden 1991-95 enn i perioden 1987-90, men som vi ser i figur 8, varierer veksten fra år



Tabell 16: Makroøkonomiske indikatorer. Referansebanen. Gjennomsnittlige vekstrater for årene 1987-90 og 1991-95.

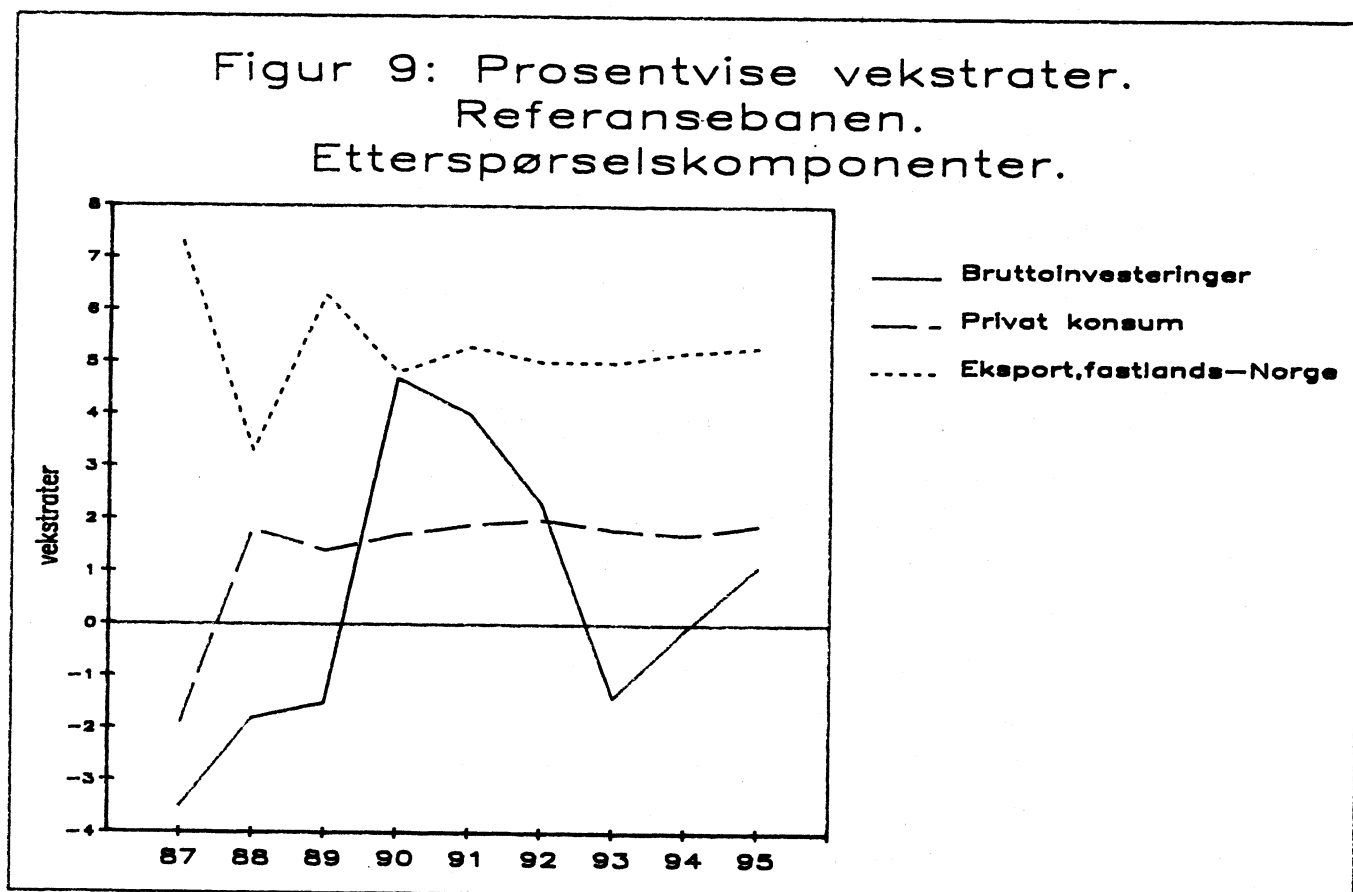
	1987-90	1991-95
BNP	2,3	2,4
BNP, fastlands-Norge	0,9	2,1
Eksport	4,2	4,4
Import	0,2	3,4
Privat konsum	0,7	1,9
Bruttoinvesteringer	-0,5	1,2
Olje- og gassproduksjon	8,4	3,6
Sysselsetting (årsverk)	0,6	1,0
Lønn pr. årsverk	6,5	4,3
Konsumpriser	5,6	3,7
Underskudd på driftsbalansen, i pst. av BNP	6,0	3,3

Figur 8: Prosentvise vekstrater. Referansebanen. Produksjon.



til år og avtar mot slutten av perioden 1991-95. Vi har to markerte topper i vekstratene, den første i 1989-90 og den neste i 1992-93. Veksttakten påvirkes sterkt av produksjonskapasiteten i oljesektoren, men etterspørselsimpulsene fra oljeinvesteringene spiller også en rolle.

I tilknytning til den første veksttoppen i BNP, har vi samtidig en vekst både i bruttoinvesteringene (figur 9) og i olje- og gassproduksjonen. Som følge av økningen i produksjonskapasiteten i oljesektoren etter investeringsaktiviteten på midten av 80-tallet, får vi i figur 8 og i tabell 16 en produksjonsvekst i sektoren. Vekstraten for BNP for fastlands-Norge, ligger de første årene i gjennomsnitt mer enn ett prosentpoeng under veksten for BNP totalt (inkl. olje og skipsfart). Dette illustrerer betydningen av økt olje- og gassproduksjon som bakenforliggende, tilbuds-sidebestemte vekstfaktorer i 1989-90.



I 1990-91 får vi en investeringsvekst som i hovedsak skyldes økte investeringer i oljesektoren. Dette gir økte etterspørselsimpulser i økonomien. Tilsvarende vekstimpulser hadde vi fra oljeinvesteringene i perioden fram mot 1986. Investeringsveksten bidrar til å forsterke BNP-

veksten i 1990. I 1991 får vi en svak reduksjon i olje- og gassproduksjonen, i og med utfasing av gassfelt. Vekstimpulsene fra oljeinvesteringene bidrar allikevel til en svak vekst i BNP.

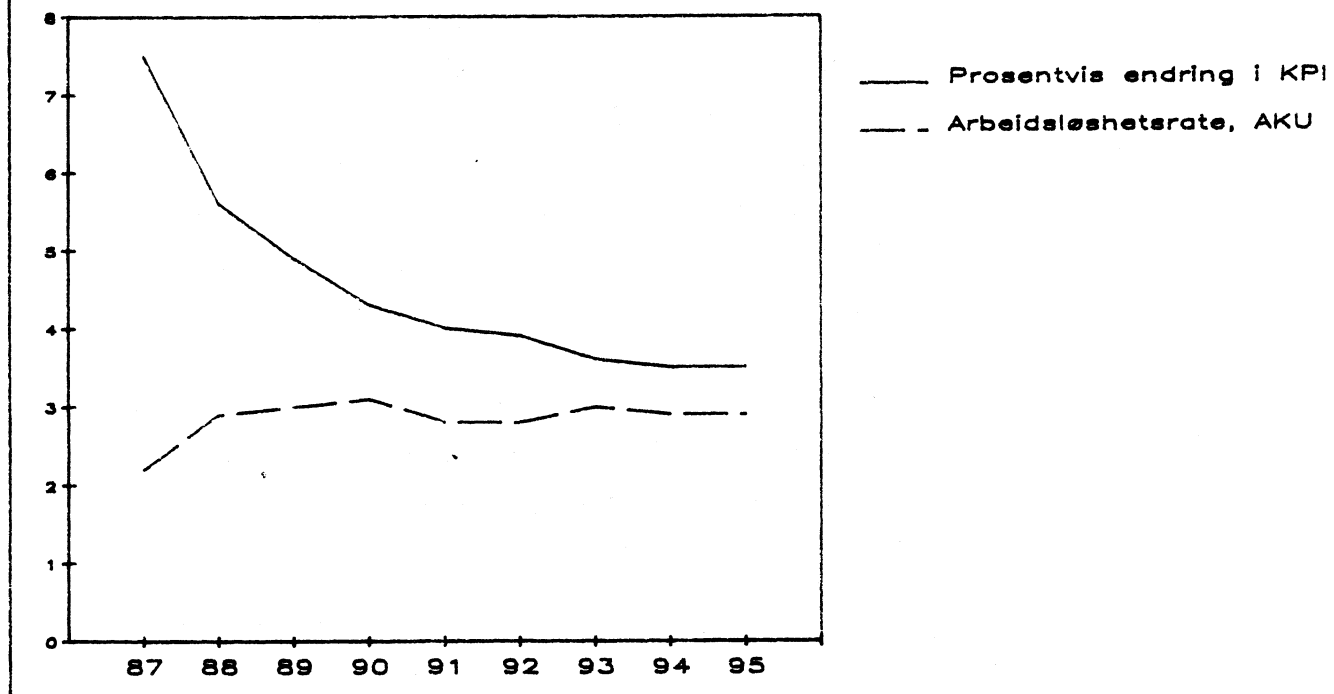
Etterspørselen i tilknytning til investeringene i oljesektoren, fører til økt importvekst. Dette gir redusert virkning av oljeinvesteringene på innenlandsk produksjon. Reduksjonen i gassproduksjonen gir negativ eksportvekst i 1991.

I 1992-93 fører den økte investeringsaktiviteten fra og med 1990 til en fornyet vekst i oljeproduksjonen. Denne inntreffer samtidig med en antatt sterk realprisstigning på olje. Produksjonsøkningen bidrar til høyere BNP-vekst og vekst i eksportvolumet. I 1994-95 avtar veksten i både BNP, olje- og gassproduksjonen og i eksporten. Veksttakten i BNP for fastlands-Norge viser mindre svingninger disse årene.

I årene 1987, -88 og -93 skjer det en absolutt reduksjon i importvolumet. Eksportveksten er høy gjennom hele perioden (se tabell 16). Denne veksten skyldes i hovedsak olje- og gassproduksjonen og bidrar til en stadig reduksjon av eksportunderskuddet. I 1993 er underskuddet snudd til et overskudd. Underskuddet på driftsbalansen avtar fra og med 1992. Rente- og stønadsbalansen bidrar til et fortsatt underskudd på grunn av eksportunderskuddet vi hadde fram til 1992. I 1995 utgjør imidlertid iflg. referansebanen, driftsunderskuddet kun 0,7 pst. av BNP, mot 3,3 pst. i gjennomsnitt for perioden 1991-95.

Oppgangen i BNP-veksten i 1989-90 og 1992-93 har liten virkning på lønnsveksten og sysselsettingen, figur 10. Årsaken er at den underliggende vekstfaktoren, oljeproduksjonen, er svært kapitalintensiv. Veksten i produksjonen gir dermed få impulser til arbeidsmarkedet. Arbeidsledigheten øker fra 2,2 pst. i 1987 (AKU) til 2,9 pst. i 1988 og ligger fra 1989 og ut perioden mellom 2,8 og 3,1 pst. Gjennomsnittslønnen pr. årsverk viser en avtakende vekst f.o.m. 1988. I siste halvdel av perioden ligger den i gjennomsnitt på 4,3 pst. I figur 9 får vi små endringer i veksten i privat konsum. Fra 1990 varierer de årlige vekstratene mellom 1,7 og 2,0 pst. Veksten i prisindeksen for privat konsum (figur 10) er avtakende og er i 1995 nede på 3,5 pst.

Figur 10: Referansebanen.  
Arbeidsløshetsrate.  
Prosentvis prisstigning.



Spareraten stiger jevnt med unntak av ett år. På slutten av perioden ligger den på 3,8 pst. Stigningen i spareraten følger i stor grad av den eksogent gitte kredittilgangen. Anslagene på denne kredittilgangen er delvis gitt ut ifra en antagelse om at den store låneopptakingen fra 1985 og utover, tilsier redusert låneopptaking på 1990-tallet og dermed økt sparerate for å dekke avdrag på eksisterende gjeld.

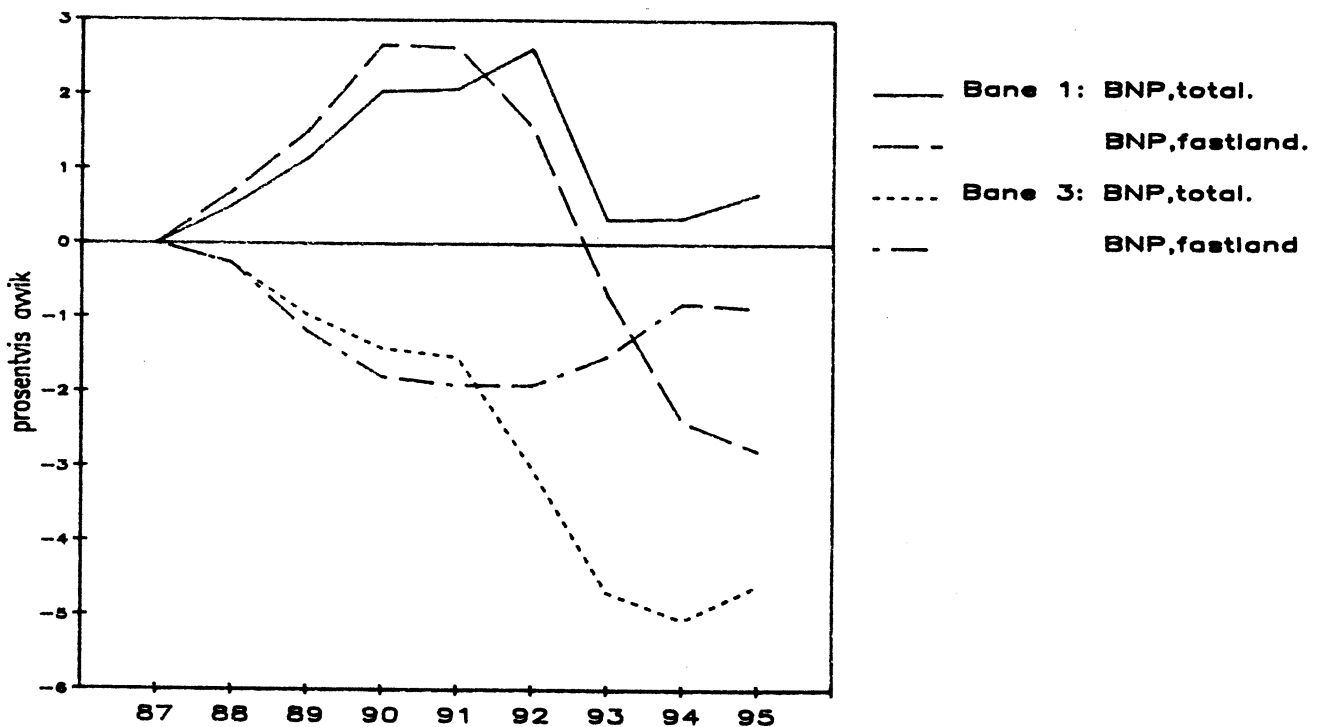
### 5.3 Makroøkonomiske virkninger

Det er to faktorer som bidrar til å endre makrobildet i bane 1 og bane 3. Den første faktoren er oljeinvesteringene og den andre faktoren er forskjeller i nivået på oljeproduksjonen. I bane 1 ligger oljeinvesteringene over referansebanen fram til og med 1992, og deretter under. Høyere investeringer i begynnelsen av perioden i bane 1 gir økt produksjonskapasitet og fra 1992 resulterer dette i økt oljeproduksjon. I bane 3

ligger investeringene i oljesektoren under referansebanen gjennom hele perioden. Fra 1992 bidrar det lave investeringsnivået til redusert produksjon i sektoren.

Vi skal først se på virkningene av endret investeringsnivå og produksjon i bane 1, max-banen. Figur 11 viser prosentvis avvik fra referansebanen for BNP totalt og for BNP, fastlands-Norge. Gjennom hele perioden har vi et høyere nivå på bruttonasjonalproduktet totalt målt i faste priser. Fram til og med 1992 er også veksttakten høyere. I denne perioden er det den økte investeringsaktiviteten på sokkelen som drar opp etterspørselen. Produksjonsveksten i forhold til referansebanen, er med andre ord etterspørselsbestemt. Økt kapasitetsutnyttning i økonomien gir i tillegg økt investeringsetterspørsel fra andre produksjonssektorer.

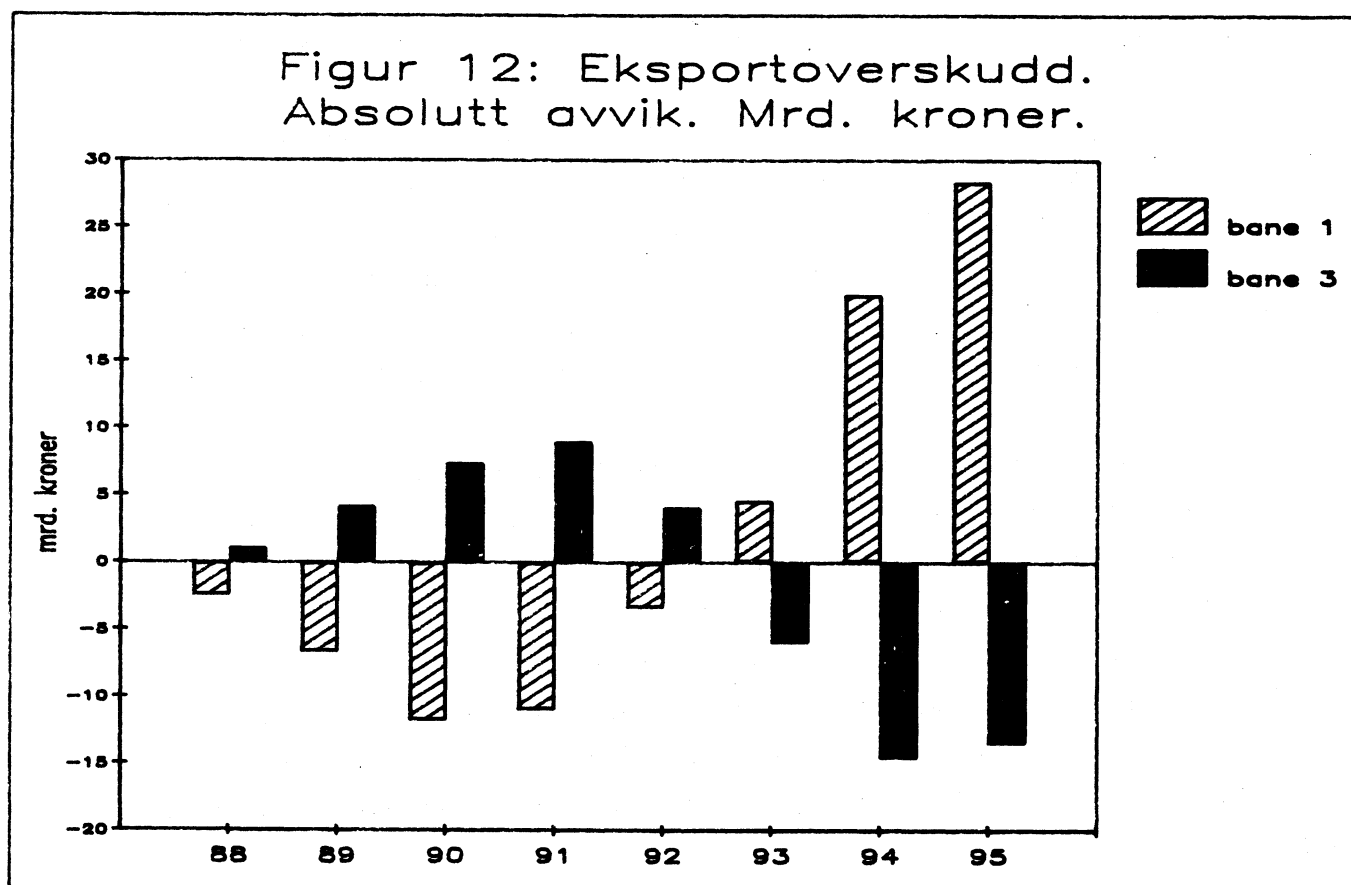
Figur 11: BNP. Prosentvis avvik fra referansebanen.



I max-banen får vi et brått fall i nivået på oljeinvesteringene fra 1992 til 1993, og investeringene ligger heretter under referansebanen. Investeringsnedgangen reduserer veksten i BNP. BNP for fastlands-Norge er fra og med 1993 lavere enn i referansebanen. For BNP totalt bidrar økt olje- og gassproduksjonen fra og med 1992 til å redusere nedgangen.

Bruttoproduksjonen inklusive olje og skipsfart befinner seg fremdeles over referansebanen men det prosentvise avviket er redusert (figur 11).

Importinnholdet i oljeinvesteringene er høyt, og fram t.o.m. 1992 bidrar de høye oljeinvesteringene til at vi i bane 1 har høyere import enn i referansebanen. En stor del av forskjellene i importvolumet utgjøres av verkstedsprodukter og direkte import til oljeinvesteringene. Samtidig med fallet i oljeinvesteringene reduseres import-avviket. Eksportprisene ligger fram t.o.m.1991 på et høyere nivå. Det skyldes at et høyere aktivitetsnivå fører til høyere priser både direkte og indirekte via økte lønninger. Tradisjonell vareeksport ligger hele tiden under referansebanen. Det absolutte avviket fra referansebanen i eksportunderskuddet, er vist i figur 12. Vi ser at eksportunderskuddet forverres fram mot 1993. Fra da av gir økt oljeeksport og redusert import til oljeinvesteringene i forhold til i referansebanen, en forbedring. Underskuddet på driftsbalansen reduseres raskere, og vendes til overskudd allerede i 1994.



Den høye produksjonsaktiviteten i første halvdel av perioden, virker inn på lønns- og prisveksten via økt kapasitetsutnyttning og

etterspørsel etter arbeidskraft. Som vi nevnte i kapittel 4, avhenger de endogent bestemte prisene av variable enhetskostnader, kapasitetsutnyttning og prisene på verdensmarkedet. De variable enhetskostnadene er bl.a. via lønssatsene, bestemt av arbeidsledighetsraten, produktivitetsutviklingen og verdensmarkedsprisene. Importprisene er de samme i de tre banene, dvs. at valutakursen antas å være den samme. Produksjonsveksten fører til redusert arbeidsledighetsrate, noe som isolert sett fører til økt lønnsvekst og økte enhetskostnader. Mens vi gjennom hele perioden har en høyere lønnsvekst enn i referansebanen, påvirker imidlertid produktivitetsutviklingen enhetskostnadene i motsatt retning i starten av perioden. I de fleste produksjonssektorene er skalaelastisiteten større enn 1. Dette gir i max-banen en produktivitetsvekst i begynnelsen av perioden, på grunn av økt produksjon. I 1988-90 ligger derfor enhetskostnadene og hjemmeprisene under referansebanen. Deretter får vi økte enhetskostnadene i forhold til referansebanen. Resultatet er økt prisvekst f.o.m. 1991. Prisveksten forsterkes av økt grad av kapasitetsutnyttning.

Makrobildet endres i 1992 når investeringene reduseres. Økt oljeproduksjon som inntreffer samtidig, bidrar til å redusere nedgangen i BNP-veksten men hindrer imidlertid ikke at arbeidsledigheten øker fra og med 1993. Dette gir redusert lønnsvekst. I tillegg avtar graden av kapasitetsutnyttning i øvrige produksjonssektorer. På grunn av "lag"-strukturen i modellen, reduseres ikke veksten i enhetskostnadene i forhold til referansebanen i løpet av simuleringsperioden. Mens veksttakten for hjemmeprisene er høyere enn i referansebanen ut 1994, reduseres avviket i eksportprisveksten allerede fra 1993.

Den økte investeringsaktiviteten i starten av perioden gir som vi har sett, økt sysselsetting, lønnsvekst og lønnsutbetalinger. Fram til og med 1991 øker konsummotiverende inntekter og privat konsum mer enn i referansebanen. Denne veksten avtar fra og med 1992. Reduksjonen i oljeinvesteringene har i denne banen større effekt på privat konsum enn på BNP. Årsaken er at økningen i oljeproduksjonen opprettholder BNP, men har små sysselsettings- og inntektseffekter for privat sektor ekskl. oljevirkosomheten. I 1994-95 ligger privat konsumetterspørsel i nivå under referansebanen.

Bane 3, jevn produksjon er basert på at produksjonen i oljesektoren ikke skal overstige 90 mtoe. Investeringsnivået ligger under referansebanen hele perioden, mens produksjonen er lavere fra og med 1992. Resultatet er redusert aktivitet i makro gjennom hele perioden ( se figur 11). Med unntak

av 1995, er vekstraten for BNP (inkl. olje og skipsfart) lavere. Fram til 1992 er det utelukkende reduserte etterspørselsimpulser fra oljeinvesteringene som er årsaken til nedgangen. Vi ser i figur 11 at det prosentvise avviket i denne perioden er størst for BNP for fastlands-Norge. Fra 1992 bidrar lavere olje- og gassproduksjon til å redusere veksten i BNP ytterligere i forhold til referansebanen. Avviket fra referansebanen, reduseres derimot for BNP for fastlands-Norge etter 1992.

Utviklingen i privat konsum og investeringsetterspørselen fra andre sektorer forsterker effekten av reduserte investeringer i oljesektoren.

Aktivitetsnedgangen i økonomien fører til økt arbeidsløshet, redusert lønnsvekst og reduksjon i konsummotiverende inntekter. I tillegg til lavere privat konsumetterspørsel i forhold til i referansebanen, får vi også en liten reduksjon i spareraten.

Redusert grad av kapasitetsutnyttning gir mindre behov for nyinvesteringer i andre sektorer.

Lavere total innenlandsk etterspørsel har en negativ effekt på importvolumet. I perioden fram til 1991 tilsvarer importnedgangen 70-85 pst. av det årlige avviket i produksjonsvolumet. Denne nedgangen skyldes i første rekke redusert import til investeringer i oljesektoren, men vi har også en generell nedgang i vareimporten. I den samme perioden har vi i forhold til referansebanen, en svak positiv eksportutvikling. Eksportunderskuddet er mindre i årene 1989-92 (figur 12). Redusert oljeproduksjon fra og med 1992, snur denne trenden. Utslaget på eksportinntektene er stort. Handels- og driftsbalansen forverres i forhold til referansebanen. Til tross for reduserte oljeinntekter, gir også denne banen eksportoverskudd fra og med 1992. Driftsbalansen viser et større underskudd, men dette er avtakende i andel av BNP.

Produksjonsnedgangen fører til økt arbeidsledighet og lavere kapasitetsutnyttning. Endringen i arbeidsledigheten er størst fra 1990 til 1992, deretter blir avviket mindre. Graden av kapasitetsutnyttning nærmer seg referansebanen mot slutten av perioden. Økt arbeidsledighet gir lavere lønnsvekst. Dette tilsier isolert sett, reduserte variable enhetskostnader og priser. Redusert grad av kapasitetsutnyttning påvirker prisene i samme retning. I begynnelsen av perioden har vi en effekt på enhetskostnadene som trekker i motsatt retning av effekten av redusert lønnsvekst. Produktivitetsnedgangen som følger av redusert produksjon, slår ut i økt nivå på enhetskostnadene. Denne produktivitetsnedgangen bidrar på den andre siden, direkte til en ytterligere reduksjon i lønnsveksten. De forskjellige



virkningene "slår hverandre delvis i hjel". Først fra og med 1993 får vi reduserte enhetskostnader og hjemmepriser i forhold til i referansebanen. Endringene i de variable enhetskostnadene og i hjemmeprisene er imidlertid små. I begynnelsen av perioden har vi en liten oppgang i indeksen for privat konsum.

Aktiviteten i oljesektoren påvirker makroøkonomien både via investeringsaktiviteten og via produksjonen. Investeringene vil i første omgang påvirke aktiviteten i fastlands-Norge. Videre vil den, med et "lag" på 3-5 år, bestemme produksjonsnivået på sokkelen. Produksjonen slår i vår modell ut på veksten i BNP totalt og på utenriksregnskapet. Disse virkningene inntreffer på kort og mellomlang sikt. De indirekte virkningene som følger av innenlandsk anvendelse av oljeinntektene, analyseres ikke i denne modellen. Vi må i tilfellet gjøre forutsetninger om hvordan et eventuelt overskudd på driftsbalansen og statens skatte- og avgiftsinntekter fra oljesektoren benyttes.

#### 5.4 Næringsøkonomiske virkninger

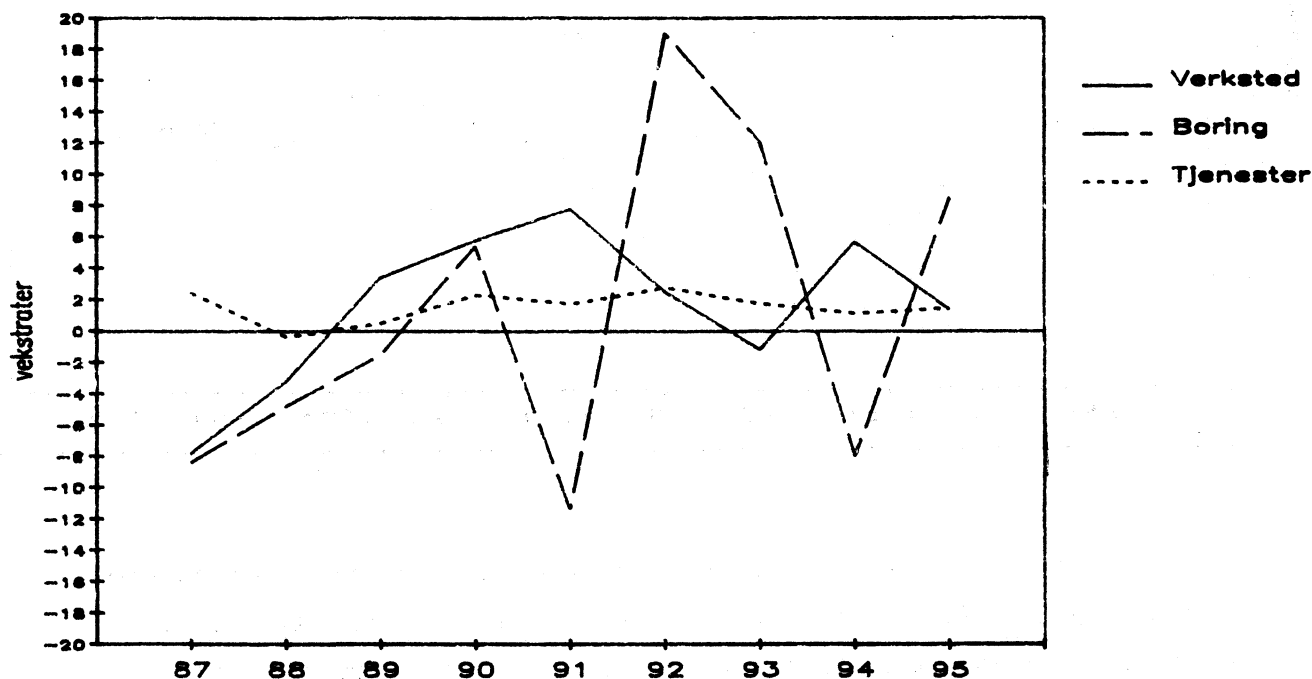
I dette avsnittet skal vi se på hvilken betydning de tre investeringsbanene har på følgende næringer; verkstedsnæringen, boresektoren og tjenesteytende sektorer. Verkstedsnæringen omfatter både leverandører av verkstedsprodukter, skip og oljeboreplattformer. Det er disse næringene som i vesentlig grad mottar direkte etterspørselsimpulser fra investeringsaktiviteten på sokkelen.

Impulsene fra investeringene vil rette seg mot ulike næringer over perioden. Spredningen av impulsene vil avhenge av hvordan feltene som er under utbygging, fordeler seg på ulike investeringsfaser. Vi kan derfor, til tross for et jevnt investeringsnivå, få svingninger i produksjonsnivået i de forskjellige næringene. Dette vil spesielt gjelde for de næringene som har konsentrert sin virksomhet mot leveranser til sokkelen.

Figur 13 viser hvordan vekstrater for bruttoproduksjonsverdien i de tre næringene utvikler seg i referansebanen. Det som først slår oss når vi studerer figuren, er at vekstutslagene er langt større for verkstedsnæringen og boresektoren enn for tjenesteyting. Verkstedsnæringen og boresektoren er svært avhengige av investeringsaktiviteten på sokkelen. Sektoren for tjenesteyting, sprer deimot sin virksomhet på langt flere aktiviteter. Tallene kan imidlertid for denne sektoren dekke over forskjeller i veksttakten for undergrupper innen sektoren. Den delen av

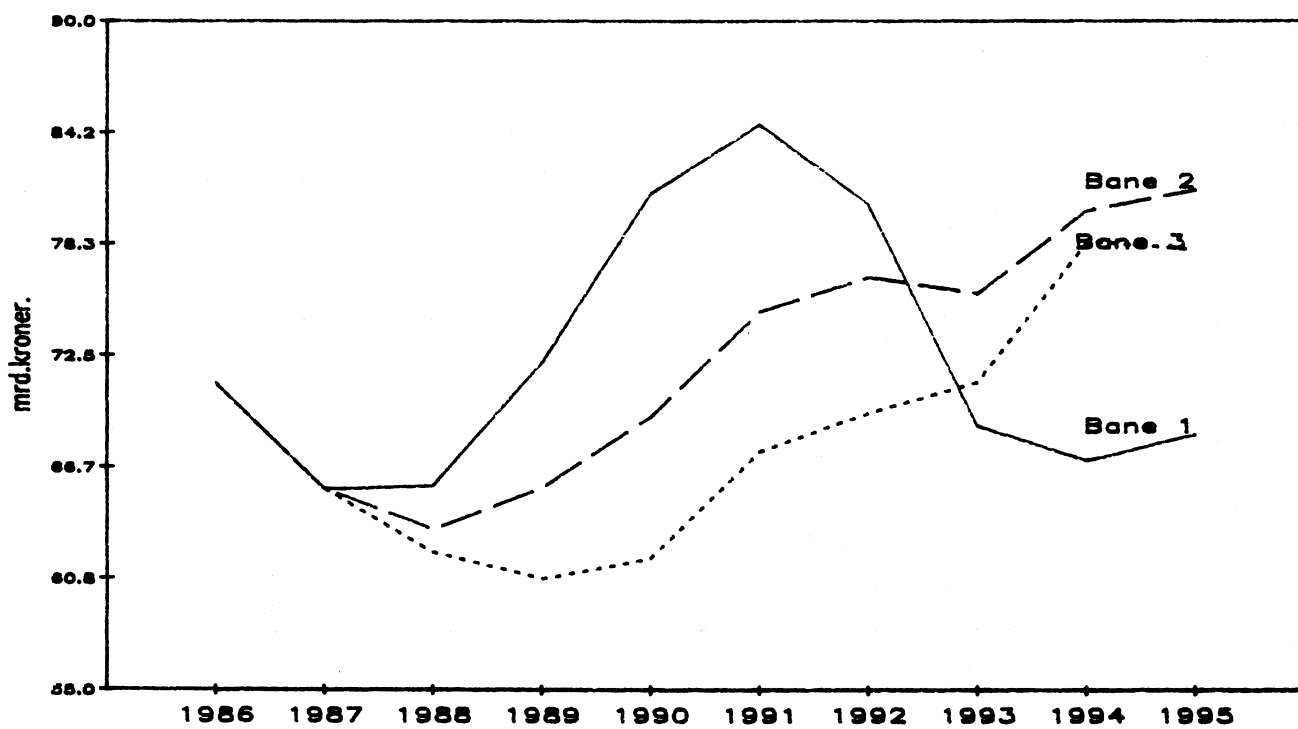
sektoren som mottar direkte impulser fra oljeinvesteringene er i hovedsak engineering- og konsulentfirmaer. Disse utgjør kun en liten del av sektoren totalt. Siden engineering- og konsulentfirmaer ikke er skilt ut som egen sektor i MODAG, kan vi ikke si noe om hvordan utviklingen i brutto-produksjonen har vært for disse. Det kan imidlertid være rimelig å anta at aktiviteten har variert over perioden. For total sysselsetting i makro, er svingningene i aktiviteten i verkstedsnæringen av størst betydning. Denne næringen beskjeftiger om lag 7 prosent av antall lønnskårsverk. På den andre siden har den antagelig større muligheter enn boresektoren til å finne produksjonsalternativer. Det andre poenget vi kan trekke ut av figuren, er at vekstbevegelsene i verkstedsnæringen og boresektoren går i motsatt retning. De leverer varer og tjenester på forskjellige stadier av et utbyggingsprosjekt. Investeringsnivået i referansebanen er forsøkt holdt jevnest mulig. Lærdommen man derfor kan trekke ut av figuren, er at hvis man ønsker en jevn ordretilgang til de enkelte næringene er det ikke tilstrekkelig å holde et jevnt investeringsnivå. Man må i tillegg fase investeringsprosjektene inn på forskjellige tidspunkter.

Figur 13: Årlig vekst i næringer.  
Referansebanen.



Hvordan går det så med produksjonen i disse næringene når investeringsaktiviteten i oljesektoren endres? Figur 14 viser hvordan bruttoproduksjonsvolumet i verkstedsnæringen varierer i de tre banene. I 1987, som er startåret for våre simuleringer, ligger bruttoproduksjonsverdien under toppnivået fra 1986. I referansebanen og i bane 3 fortsetter aktivitetsnedgangen gjennom 1988. I bane 1 er nivået uendret fra 1987 til 1988. Selv i denne max-banen hvor alle muligheter for forsering av feltinvesteringer er utnyttet, er det altså ikke mulig å hindre en viss nedgang i aktiviteten i verkstedsnæringen fra toppnivået i 1985-86. I bane 1 og i referansebanen er man i h.h.v. 1989 og 1990, tilbake på samme nivå som i 1986. Aktivitetsoppgangen fortsetter ut simuleringssperioden i referansebanen, med unntak av et lite fall i 1993.

Figur 14: Bruttoproduksjon i verkstedsnæringen. Faste priser. Bane 1, 2 og 3.



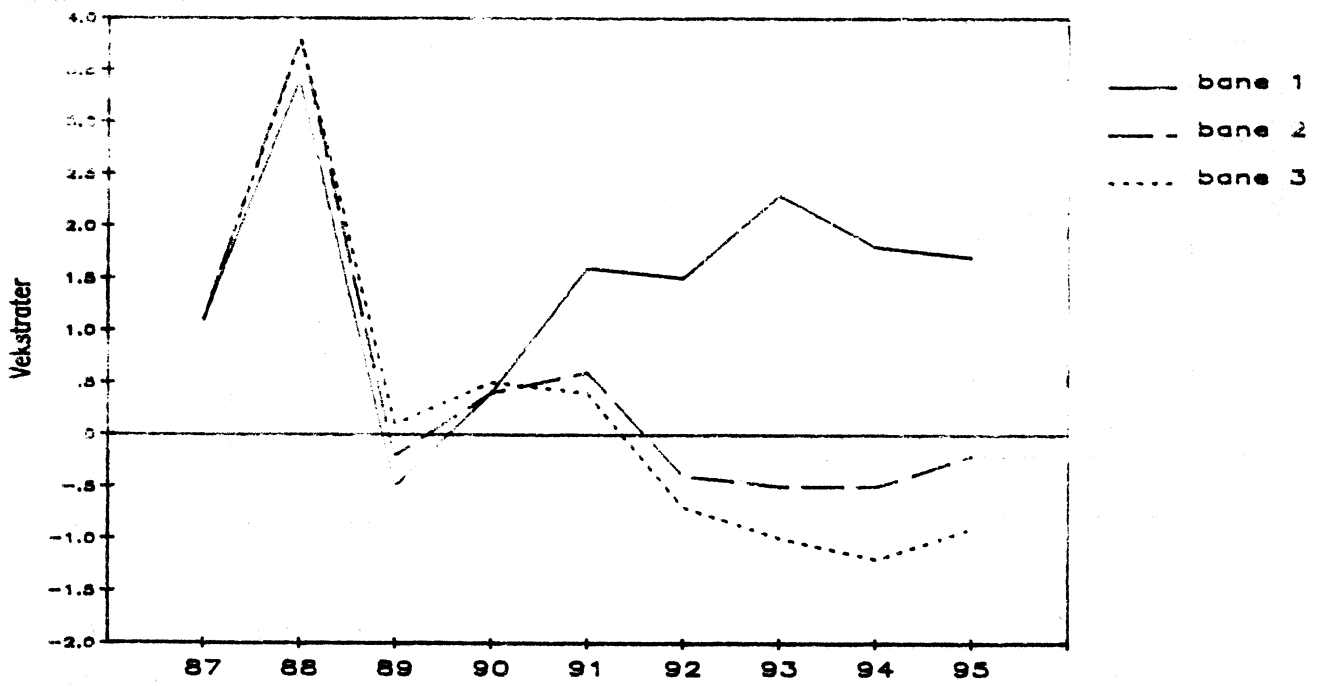
I bane 1 ligger veksten i verkstedsnæringen over referansebanen fram til og med 1991. Dette skyldes det store antallet prosjekter som allerede er igangsatt. Bruttoproduksjonen er i 1991 nærmere 20 pst. høyere enn nivået i 1986. I 1992 har imidlertid de fleste prosjektene passert sin investeringstopp. Følgene av dette ser vi i figur 14. Aktiviteten i

næringen får et kraftig fall og er i 1994 tilbake på nivået fra 1987-88. I 1993 går aktiviteten i de to andre banene forbi max-banen.

Det lave investeringsnivået i bane 3, gjør at aktiviteten i verkstedsnæringen hele perioden er lavere enn i referansebanen. Nedgangen i aktiviteten på slutten av 80-tallet er størst i denne banen. Oppgangen kommer først i 1991, ett til to år seinere enn i de to andre banene. Avstanden til referansebanen er stort sett mindre enn i bane 1, og avtar mot midten av 90-årene.

Den kraftige oppgangen i aktiviteten i verkstedsnæringen i bane 1 øker graden av kapasitetsutnyttning. Denne er høy allerede i referansebanen. I bane 1 får vi derfor en svært høy utnyttning av kapasiteten fram til og med 1993. I de første årene fører produktivitetsforbedringen på grunn av tiltakende skala, til en liten reduksjon i enhetskostnadene for verkstedsprodukter. Fra og med 1991 motvirkes denne produktivitetsveksten av økte lønnskostnader. Vi får dermed en økning i enhetskostnadene i forhold til i referansebanen. Sammen med økt kapasitetsutnyttning, fører dette til økte hjemmepriser på verkstedsprodukter. I bane 3 får vi den motsatte utviklingen, med redusert lønnsvekst, kapasitetsutnyttning og hjemmepriser.

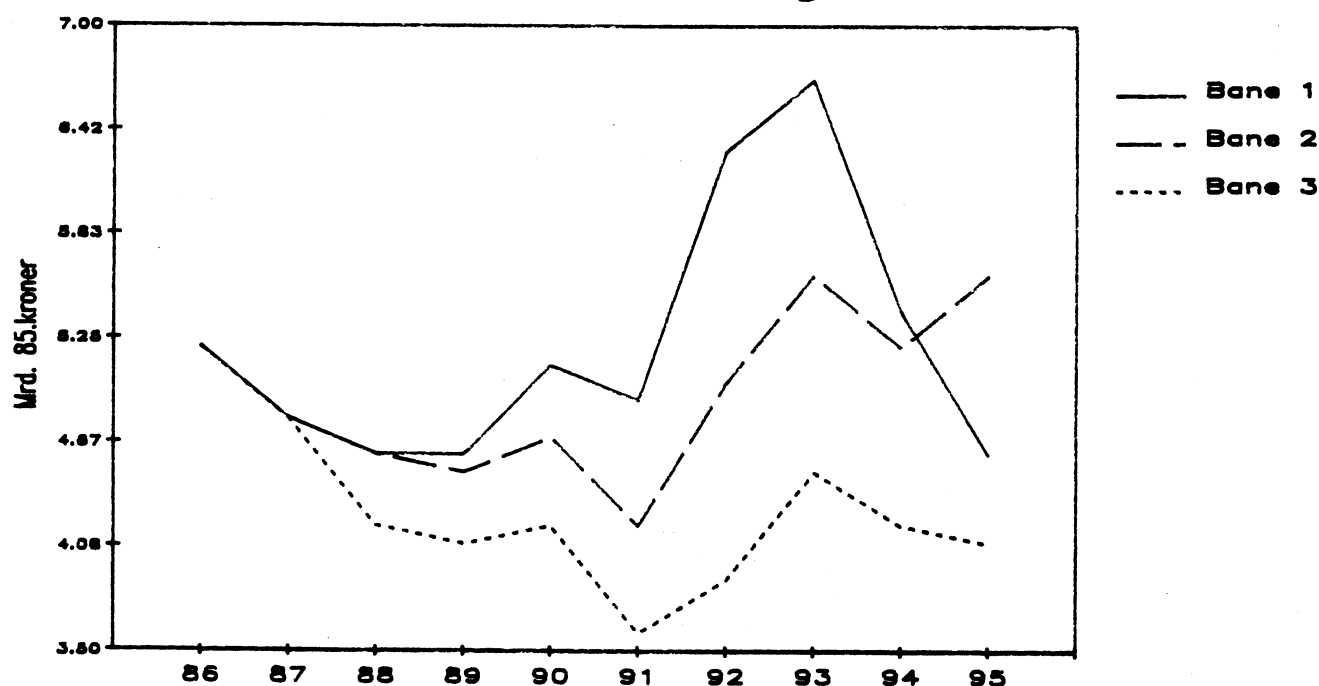
Figur 15:  
Hjemmeprisvekst – importprisvekst.  
Verkstedsprodukter.



Figur 15 viser differansen mellom hjemmeprisvekst og importprisvekst for verkstedsprodukter. I bane 1 er hjemmeprisveksten kraftigere enn importprisveksten i hele perioden med unntak av 1989. Veksten i hjemmeprisene for verkstedsprodukter er svakere i bane 2 og 3 enn i max-banen. Veksten er lavest i bane 3.

Økt hjemmeprisvekst i forhold til importprisvekst, brukes ofte som en indikasjon på forverret konkurransevne. For verkstedsprodukter er reduksjonen i konkurransevnen størst i bane 1. Dette fører til en relativt større import av verkstedsprodukter enn i de to andre banene. Utviklingen er gunstigere i bane 3. På grunn av den relative forbedringen i konkurransevnen tidlig i perioden, reduseres importinnholdet i investeringene mot slutten. I tillegg øker eksporten av verkstedsprodukter i forhold til i de to andre banene. Aktivitetsnedgangen i verkstedsnæringen blir dermed mindre enn nedgangen i investeringsaktiviteten skulle tilsi.

Figur 16: Bruttoproduksjon i boresektoren. Faste priser. Bane 1, 2 og 3.



I boresektoren reduseres aktiviteten i alle banene fram mot 1989. I referansebanen får vi en ytterligere nedgang i 1991, se figur 16. Deretter følger en kraftig oppgang for sektoren fram mot 1993. I 1993 og i 1995

ligger aktiviteten nært opp til nivået fra 1986. I bane 1 er nedgangen de første årene mindre. På grunn av høyere investeringsaktivitet får vi en kraftig oppgang fra 1989 og fram mot 1993. Oppgangen blir da avbrudt av investeringsfallet. Nedgangen kommer ett år seinere i boresektoren enn i verkstedsnæringen. Aktivitetsnedgangen bringer oss tilbake til nivået fra starten av perioden. Nedgangen for boresektoren de første årene, blir kraftigst i bane 3. I denne banen når aktiviteten aldri tilbake til nivået fra 1987.

Variasjonene banene i mellom i aktiviteten i tjenesteyting, følger i hovedtrekk det samme mønsteret som i de to andre næringene. Den eneste forskjellen er at utvikling mot slutten av perioden er mer positiv for næringen i bane 3. Dette skyldes at vi i denne banen har igangsetting av flere nye prosjekter fra 1992 og utover mot 1995.

### 5.5 Konklusjon. Oppsummering.

Verkstedsnæringen kommer med stadige utspill i media for å få forsert utbyggingsprosjekter på sokkelen. Vi har nå sett at selv med maksimale forseringer (bane 1), kan vanskelig aktivitetsnedgangen for verkstedsnæringen i 1987-88 unngås. Nedgangen blir imidlertid redusert. De øvrige virkningene av forserte feltutbygginger, kan anses som mindre ønskelige. Fram til 1992 gir max-banen rekordstore oljeinvesteringer og legger beslag på store deler av innenlandske produksjonsressurser. Etterspørselsimpulsene fra disse investeringene er store, og fører til pressproblemer i økonomien. Vi får økt kostnadspress, med påfølgende forverring av konkurranseevnen og handelsbalansen. I denne perioden er det vanskelig for andre innenlandske sektorer å forbedre sin posisjon. Når fallet i investeringsaktiviteten inntreffer, er det kun produksjon av olje som kan opprettholde BNP-veksten og redusere underskuddet på driftsbalansen. Sysselsettingen kan imidlertid ikke opprettholdes.

Gjennomføres alle prosjektene i bane 1, vil dessuten alle prosjektene bli dyrere enn hvis utbyggingen skjer i et moderat tempo. Dette påvirker lønnsomheten til de enkelte prosjektene og kan føre til at marginale prosjekter blir ulønnsomme. Dersom investeringsplanen for slike marginale prosjekter er basert på en moderat kostnadsutvikling kan derfor bane 1 vise seg i ettertid å inneholde prosjekter som skulle vært utsatt.

I referansebanen er veksten mer stabil enn i max-banen.

Investeringsaktiviteten er jevnt fordelt over perioden. Vi unngår de kraftige prissvingningene og arbeidsledigheten mot slutten av perioden. Også i denne banen er oljeproduksjon og -investeringer de viktigste vekstfaktorene.

I banen med jevn produksjon og lave investeringer (bane 3), reduseres både BNP-veksten og sysselsettingen i forhold til i referansebanen, men BNP-veksten er jevnere gjennom perioden. Vi unngår kostnadspresset i første halvdel og får en bedret konkurranseevne. Underskuddet på driftsbalansen er avtakende. Ressurser frigjøres til videreutvikling av andre næringer. I denne banen er mulighetene til stede for å redusere avhengigheten av oljesektoren, noe som kan være en fordel. Et moderat utvinningstempo hindrer dessuten en for rask uttømming av reservene, både med tanke på framtidige generasjoner og forventet prisstigning på lengre sikt.

## VEDLEGG 1: FELT MED INVESTERINGSSTART I PERIODEN 1987-1995

Tabell 1 viser hvilke felt som er aktuelle for utbygging i perioden 1987-95. De tre første kolonnene i tabellen gir investeringsstart for hvert enkelt felt i h.h.v. bane 1, 2 og 3. Den ytterste kolonnen gir investeringskostnadene i feltutbygging i mrd.86-kr. Anslagene på investeringskostnadene er i hovedsak samlet inn fra operatørselskapene. Vi har også benyttet andre tilgjengelige kilder som f.eks. Stortingsproposisjoner og konsekvensutredninger.

Gruppen FBU (felt besluttet utbygd) inneholder prosjekter som var igangsatt ved årsskiftet 1986-87, bl.a. utbyggingen av fase 1 på Gullfaks og Oseberg, Tommeliten 1 samt mindre prosjekter på felt i drift.

Tabell 1 : Investeringsstart og -kostnader. Mrd.86-kr.

	Bane 1	Bane 2	Bane 3	Investeringskostnader
Gyda	1987	1987	1987	7,7
Troll	89	89	89	25,9
Sleipner	88	88	88	14,0
Veslefrikk	87	87	87	5,3
Brage	88	88	91	7,5
Snorre	88	89	-	25,6
Oseberg N	88	88	92	6,0
Gullfaks S	88	91	92	10,0
Tommeliten 2	88	88	88	1,0
Tommeliten 3	93	93	95	1,0
Tommeliten 4	93	-	-	1,0
Osebergsat.	92	92	95	1,5
Statfjordsat.1	90	90	95	3,5
Statfjordsat.2	91	91	95	3,5
Draugen	88	93	95	15,0
Heidrun	88	92	92	22,0
Smørbukk	90	92	-	20,0
FBU				66,5

Feltene er inndelt i følgende grupper, avhengig av plattformtype (stål/betong) og antall produksjonsbrønner (få/mange):



1. Stål, få brønner: Heidrun, Gyda
2. Stål, mange brønner: Gullfaks Sør, Veslefrikk, Oseberg Nord,  
Snorre, Draugen, Smørbukk
3. Betong, få brønner: Sleipner, Brage, Troll, FBU
4. Undervannsanlegg: Tommeliten, Osebergsatelitt,  
Statfjordsatelittene

## VEDLEGG 2: FORDELING AV TOTALE INVESTERINGER I FELTUTBYGGING PÅ KOSTNADS-ARTER

### 1. Innledning

Dette vedlegget er en dokumentasjon av fordelingen av totale investeringskostnader i feltutbygging på forskjellige kostnadsarter. De totale kostnadene deles inn i seks kostnadsarter. Disse seks er ledelse/prosjektering, utstyr/materiale, konstruksjon, marine tjenester, boring og direkte import.

Vi skal med utgangspunkt i tilgjengelig datamateriale, gi anslag på hvor store andeler av kostnadene som faller inn under hver av de seks kostnadsartene.

Påløpte kostnader til et utbyggingsprosjekt vil fordele seg ulikt på disse seks kostnadsartene over utbyggingsperioden. Vi ser foreløpig på hvordan de totale kostnadene pr.felt fordeler seg. Hvordan denne fordelingen varierer over perioden, behandles seinere.

Fordelingen på kostnadsarter varierer avhengig av felttype. Det er to forhold som fører til ulikheter i fordelingen av kostnadene. Borekostnadene avhenger av om det er "få og billige" eller "mange og/eller dyre" brønner. Importandelen i konstruksjonskostnadene avhenger av om det er stål- eller betongplattform. Dette gir oss fire forskjellige utbyggingstyper innen tradisjonelle feltutbygginger. Vi kommer til å bruke tre av dem. I tillegg er undervannsanlegg en egen type. Dette gir oss følgende fire utbyggingstyper:

1. Stål, få brønner
2. Stål, mange brønner
3. Betong, få brønner
4. Undervannsanlegg

Fordelingen av aktuelle feltprosjekter på disse fire typene, er gitt i vedlegg 1.

Vi skiller mellom brutto- og nettoandeler. Bruttoandelene angir hvor stor del av sluttleveransene til et utbyggingsprosjekt som faller inn under hver av de seks kostnadsartene. De gir et bilde av hvordan investeringsetterspørselen fordeler seg på innenlandske leverandørsektorer og import i første omgang. Denne første fordelingen på leverandører gir

opphav til import av vareinnsats og kryssvirkninger mellom innenlandske leverandører. Nettoandelene gir de endelige, kryssløpskorrigerte virkningene av et prosjekt på leverandørsektorer og import.

Andelene vi kommer fram til skal benyttes ved MODAG-kjøringer. MODAG består bl.a. av en kryssløpskjerne. Som input i modellen, gis en grov inndeling av påløpte kostnader til oljeinvesteringer pr. år på forskjellige varearter. Dette er bruttovirkninger. Nettovirkningene for økonomien framkommer ved kjøring av modellen.

Vi er ikke interessert i andeler for de totale utslagene på bruttoproduktet i forskjellige sektorer, men for den direkte (ikke-kryssløpskorrigerte) økningen i bruttoproduksjonsverdien i de sektorer som leverer direkte til oljeinvesteringene. Gjennom modellens kryssløpsstruktur vil disse impulsene spres videre til andre sektorer.

I NR og i MODAG skilles en del av bruttoimporten til oljeinvesteringene ut som en egen vare; "Direkte import til investeringer i sektoren for oljeutvinning". Dette er import som importeres direkte til sokkelen. Den registreres ikke i handelsregisteret. Opplysninger om denne importen samles inn fra operatørselskapene. Denne importen gis eksogent i modellen (JM764). Import ellers, er den resterende delen av bruttoimporten. Denne importen framkommer implisitt i modellen som andeler av de varene som inngår i de eksogene investeringsvariablene. Vi har splittet bruttoimporten (jfr. brutto- og nettoandeler) opp i varen "direkte import" og i import ellers.

Vi er i første rekke interessert i å gi anslag på den eksogent gitte importen (direkte import). Vi vil ikke gå nærmere inn på importandelene i modellen.

I første del av vedlegget skal vi konsentrere oss om de fire første kostnadsartene. Den direkte importen blir foreløpig ikke skilt ut. Andelene er dermed inkl. varen "direkte import" og i prosent av totale kostnader ekskl. utgifter til produksjonsboring.

For noen få planlagte prosjekter har vi konkret informasjon om fordelingen på kostnadsarter. Vi har også tilsvarende informasjon for enkelte felt som er under utbygging og for utbyggingsprosjekter som er avsluttet. Fra NR har vi fordelingen på aggregert plan (sum felt under utbygging) for perioden 1977-85. I tillegg har vi opplysninger i Stortingsproposisjoner og konsekvensutredninger for enkelte felt.

For de feltene som vi har konkret informasjon om, vil denne bli benyttet. For de andre feltene må vi bruke andeler basert på de kildene vi

har nevnt ovenfor.

NR-tall (1977-85) og Statoils perspektivanalyse 1986, viser hvordan investeringskostnadene pr. år aggregert over alle felt under utbygging, fordeler seg på kostnadsartene. En gjennomgang av disse to kildene viser at andelene til de forskjellige kostnadsartene varierer fra år til år. Noe av variasjonene i NR-tallene kan skyldes føringsmessige forhold i NR. Men dette forklarer ikke alle variasjonene. Mye av variasjonene skyldes at etterspørselen fra et investeringsprosjekt varierer over utbyggingsperioden. Fordi totalen utgjøres av et lite antall prosjekter, jevnes disse variasjonene ikke ut på aggregert nivå.

Vi har valgt å ta utgangspunkt i hvordan kostnadene til et enkelt prosjekt fordeler seg på kostnadsartene og hvordan disse igjen fordeler seg over investeringsperioden, og ikke i fordelingen av aggregerte kostnader. Dette vil gi oss en disaggregering av kostnadene for hvert prosjekt på andeler til kostnadsart i, år j. Fra dette nivået kan vi summere oss opp til fordelingen på aggregert nivå.

## 2. Fordelingen av investeringskostnader pr. felt

Kildene i dette avsnittet er tildels uoffisielle og derfor anonymisert. Vi bruker bokstaver og ikke feltnavn i omtalen av enkelte felt.

Kildene benytter tildels forskjellig inndeling og aggregeringsnivå når de splitter opp totalkostnadene på kostnadsarter. Vi har så langt det lar seg gjøre, aggregert opp til samme nivå, og da til et nivå der betydningen av forskjellig inndeling er redusert.

Vi har sett bort fra poster som kun forekommer hos noen få av kildene. Dette gjelder spesielt produksjonsboring. Andelene i avsnittet er dermed i pst. av utbyggingskostnader eksklusiv produksjonsboring.

I tabell 1 under har vi samlet opplysninger om kostnadsfordelingen fra de forskjellige kildene.

Tabell 1: Prosentvis fordeling av feltutbyggingskostnader for åtte utbygde/planlagt utbygde felt på norsk sokkel.

	A	B	C	D	E	F	G	H
Ledelse/ prosjektering	29	29	36	29	25	35	37	38
Materiale/ utstyr	15	27	22	17	21	20	12	14
Konstruksjon	49	27	30	46	39	43	49	38
Marine tjenester	7	17	12	8	15	2	2	10
Sum	100	100	100	100	100	100	100	100

Det er en del variasjon mellom feltene. Dette skyldes for det første at feltene er forskjellige. I tillegg kommer variasjoner på grunn av at kostnadsartene er ulikt definert. F.eks. kan prosjektering som utføres av verftene, føres både som kostnad ved konstruksjon og prosjektering. Tilsvarende kan kostnader til montering på feltet grupperes under konstruksjon eller marine tjenester. Forskjellig beregningsgrunnlag kan også gi variasjoner i andelene.

I tabell 2 har vi beregnet gjennomsnittsverdier og varians for de forskjellige kostnadsartene og for summen av de to artene materiale/utstyr og konstruksjon/bygging. Relativ varians for denne siste posten er mindre enn hos noen av de to enkelt-postene.

Tabell 2: Gjennomsnittlige kostnadsandeler og varians. Basert på feltene i tabell 1.

	x	s <sup>2</sup>	Uoffisielt anslag
Ledelse/ prosjektering	32,2	20,2	30,0
Materiale/ utstyr	18,5	21,2	
Konstruksjon	40,2	60,9	
Marine tjenester	9,1	26,6	10,0
Sum	100,0	100,0	
Konstruksjon + materiale/utstyr	58,6	23,0	60,0

Tallene i siste kolonne er en fordeling på kostnadsartene som uoffisielt omtales som en typisk fordeling. Vi ser at denne fordelingen stemmer bra overens med de gjennomsnittsandelene vi har beregnet.

Vi vil bruke fordelingen i ytterste kolonne som et utgangspunkt i den videre oppsplittingen av investeringskostnader pr.felt. Denne fordelingen reiser to problemer. For det første gir den andeler for investeringskostnader ekskl. produksjonsboring. Dessuten er andelene for konstruksjon og materiale/utstyr gitt samlet.

Det siste problemet kan enkelt løses ved å bruke gjennomsnittsandelene fra tabell 2 på de to artene. Ulempen med disse anslagene er stor varians.

Forslag til fordeling av investeringskostnader ekskl. produksjonsboring er gitt i tabell 3. Produksjonsboring behandles i avsnitt 3.

Tabell 3: Fordeling av investeringskostnader pr.felt ekskl. produksjonsboring

Ledelse/ prosjektering	30,0
Materiale/utstyr	20,0
Konstruksjon	40,0
Marine tjenester	10,0
Sum	100,0

Den første kostnadsarten er utgifter til oppdrag som dels utføres i selskapene, dels av egne engineering-firmaer og dels på verftene. Til denne typen oppdrag benyttes relativt høyt utdannet arbeidskraft fra tekniske og økonomiske høyskoler.

20 pst. av utgiftene går til innkjøp av byggemateriale og utstyr til utrustning av plattformene. Dette er stort sett industrivarer.

De 40 pst. som går til konstruksjon/bygging, er for en stor del arbeidskostnader og utgifter til utstyr på verftene. Noe går også til underleverandører. Arbeidet foregår dels på land og dels ute på feltet (hook-up). Montering og installasjon på feltet utføres hovedsakelig av de verftene som har hatt byggeoppdrag.

Den siste posten, marine tjenester, er utgifter til supplyskip og helikoptertjenester.

### 3. Produksjonsboring

Det er vanskelig å gi et generelt anslag på hvor stor del av utbyggingskostnadene som går til produksjonsboring. De få anslagene som finnes, varierer fra godt under 10 pst. til over 30 pst. Hvor stor andelen er, avhenger bl.a. av utbyggingskonsept og boreforhold. Et konsept med flytende rigger vil f.eks. kreve flere brønner enn et med fast plattform. Reservoarets dybde og utstrekning vil også være avgjørende for hvor mange brønner som må bores. Vanskelig havbunn og stor dybde fordyrer boringen.

Vi har valgt å dele feltene inn i to grupper. Denne ene gruppen er kjennetegnet ved "få og billige hull". Produksjonsboring utgjør for denne gruppen 9 pst. av totale utbyggingskostnader. Gruppe to som er kjennetegnet ved "mange og/eller dyre" hull, har en andel på 15 pst. I de tilfellene hvor vi har konkrete anslag, brukes selvsagt disse.

### 4. Satelittutbygginger og undervannsløsninger

Andelene vi har kommet fram til i avsnittene foran, gjelder for tradisjonelle feltutbygginger (type 1-3). Vi må bruke en annen fordeling for satelittutbygginger og undervannsløsninger (type 4, undervannsanlegg). Ved denne typen utbygginger går en større andel av kostnadene til boring av produksjonsbrønner og sjøoperasjoner og en mindre andel til byggeoppdrag

Den eneste tilgjengelige informasjonen vi har om fordelingen for denne felttypen, er St.prp. nr.66, 85-86, om utbyggingen av Tommelitenfeltet. Fordelingen i tabell 4 er beregnet på grunnlag av tabeller i St.prp.66.

Tabell 4: Fordeling av totale utbyggingskostnader. Tommeliten

Prosjektering/ledelse	8,3
Materiale/utstyr	20,5
Mottakeranlegg	4,8
Installasjon	10,7
Øvrige sjøoperasjoner	11,3
Produksjonsbrønner	32,8
Ikke-fordelte kostnader	11,6
Sum	100,0

Denne inndelingen er ikke helt anvendelig for vårt formål. I tabell 5 under har vi laget en ny inndeling. Denne inndelingen tar utgangspunkt i tabell 4. Vi har forutsatt at kostnadene til mottakeranlegget fordeler seg jevnt på utstyr og konstruksjon og installasjonskostnadene tilsvarende på marine tjenester og verft. De ikke-fordelte kostnadene har vi fordelt proporsjonalt på de andre postene. Andelene er avrundet.

Tabell 5: Fordeling av totale utbyggingskostnader. Satelitter og undervannsløsninger.

Prosjektering/ledelse	10,0
Materiale/utstyr	25,0
Konstruksjon/bygging	10,0
Marine tjenester	20,0
Produksjonsbrønner	35,0
Sum	100,0

## 5. Import

### 5.1 Innledning

Vi skal i dette avsnittet konsentrere oss om hvilken andel varen "direkte import" utgjør av feltinvesteringene. Den eneste kilden for denne



andelen, er nasjonalregnskapet (NR). I tillegg gir OED og en rapport fra Habberstad/SINTEF opplysninger om importen generelt. Habberstad/SINTEF-rapporten gir importandeler for enkelte varegrupper men skiller ikke ut den importen som importerer direkte til sokkelen. Det er denne importen vi er interessert i. Importtallen fra OED avviker både i beregningsgrunnlag og -metode. Vi kommer videre til å se bort fra disse to kildene.

## 5.2 Nasjonalregnskapstall, 1977-85

Med utgangspunkt i NR har vi beregnet andeler for den varen som er definert som direkte import til oljevirksomheten. I tabell 6 er utgiftene til denne varen gitt i prosent av påløpte investeringskostnader i oljeutvinningsplattformer mv. pr. år for perioden 1977-85. Tallene inneholder kun den importen som går direkte til oljevirksomheten på sokkelen, og som ikke går via norske tollstasjoner. Det er denne importen som gis eksogent i MODAG.

Tabell 6: Direkte import i pst. av påløpte investeringskostnader til oljeutvinningsplattformer mv.

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Direkte import	43,6	55,0	19,7	18,1	8,2	6,5	12,9	22,1	5,6

Vi har også beregnet gjennomsnitt og varians for periodene 1977-80, 1981-85 og 1977-85. Disse tallene er gjengitt i tabell 7.

Tabell 7: Direkte import i pst. av påløpte investeringskostnader til oljeutvinningsplattformer mv. Statistiske verdier.

	1977-80		1981-85		1977-85	
	Gj.sn.	Varians	Gj.sn.	Varians	Gj.sn.	Varians
Dir.import	34,1	247,6	11,1	36,8	21,3	261,6

Det er to interessante trekk ved tabellene. For det første har den direkte importandelen variert sterkt over perioden. I tillegg er trenden avtakende. Mot en gjennomsnittlig andel på 34,1 pst. for den direkte importen i første halvdel av perioden, har vi de siste årene hatt et

gjennomsnitt på kun 11,1 pst.

Påløpte investeringskostnader til feltutbygginger mv. pr år vil ha varierende fordeling på de forskjellige kostnadsartene, av grunner nevnt innledningsvis. Hvis disse kostnadsartene har ulike andeler for den direkte importen, kan dette gi opphav til variasjonene i tabell 6 og tabell 7. Den direkte importandelen ett gitt år vil i såfall avhenge av sammensetningen av aggregerte kostnader på de øvrige fem kostnadsartene.

Tabell 8 viser hvor stor del av de totale utgiftene til materiale/utstyr pluss konstruksjon (varer) som har gått til direkte import, og tilsvarende for tjenester.

Tabell 8: Direkte vare- og tjenesteimport i pst. av h.h.v. kostnader til varer/konstruksjon og tjenester.  
Kilde: NR.

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Vareimport	34,0	47,3	9,6	7,5	5,9	2,5	5,9	20,7	-
Tjenesteimp.	75,2	74,7	90,2	77,8	44,3	60,8	64,7	38,5	45,5

Av tabell 8 ser vi at den direkte importandelen er ustabil i begge kostnadsartene.

Den direkte importen av tjenester lå gjennomsnittlig på et lavere nivå i siste del av perioden (1981-85) enn i første del (1977-80). Gjennomsnittsandelen for den siste delen av perioden er 50,1 pst.

Det er spesielt tre år som skiller seg ut m.h.p. vareimporten, 1977, 1978 og 1984. Den direkte importandelen for varer lå disse årene godt over gjennomsnittet for de andre årene. I disse tre årene hadde vi stor import av oljeutvinningsplattformer og deler til disse. Dette kan forklare de kraftige utslagene på den direkte importen av varer. Direkte import av en oljeutvinningsplattform eller deler til en plattform vil på grunn av verdien av en slik enhet, slå kraftig ut på den direkte importandelen.

For den direkte vareimporten har vi valgt å skille mellom normalår og år med stor direkte import av oljeutvinningsplattformer (1977, -78 og -84). Den direkte vareimporten i normalårene (1980, -81, -82, -83 og -85) har vært relativt stabil. I gjennomsnitt har 5,1 pst. av de totale utgifter til varer og konstruksjon gått til direkte import i disse fem årene. Også for den direkte vareimporten ser det ut til at vi har hatt et lavere nivå i den siste delen av perioden.

Tar vi hensyn til at vi i tre av årene har hatt import av plattform- og samtidig antar at det har skjedd en reduksjon i den direkte import- tilbøyeligheten fra første til siste halvdel av perioden, kan vi med bakgrunn i tabell 8 hevde at det er en viss sammenheng mellom den direkte importen av h.h.v. varer og tjenester og hvor stor del av de totale kostnadene som går til de respektive kostnadsartene.

Vi kommer til å bruke opplysningene fra tabell 8 i det videre arbeidet med å fastsette direkte importandeler for de enkelte kostnadsartene.

### 5.3 Direkte importandeler for hver enkelt kostnadsart

I dette avsnittet skal vi gi endelige anslag på den direkte importen innen de enkelte kostnadsartene. Vi har tidligere splittet totale investeringskostnader pr.felt opp på følgende kostnadsarter; ledelse/prosjektering, materiale/utstyr, konstruksjon/bygging, boring og marine tjenester. De tilhørende prosentvise fordelingene er for tradisjonelle feltutbygginger med "få og billige brønner" og "mange og/eller dyre brønner" h.h.v. <27,3, 18,2, 36,4, 9,0, 9,1> og <25,5, 17,0, 34,0, 15,0,8,5> og for satelitt- og undervannsutbygginger <10, 25, 10, 35, 20>. Totale investeringskostnader til satelitt- og undervannsutbygginger er svært små i forhold til mer tradisjonelle utbygginger. Beløpet til hver kostnadsart er lite. Vi har derfor valgt å ikke skille ut den direkte importen i denne utbyggingstypen. Vi skal nå se nærmere på det direkte importinnholdet i de øvrige utbyggingstypene.

#### 5.3.1 Ledelse/prosjektering

Den eneste informasjonen vi har om den direkte importen i denne arten, er fra NR.

Fordelingen i NR gir en andel til tjenester som er mindre enn 30 pst. Vi har tidligere kommentert at dette kan skyldes at en del tjenester i tilknytning til prosjektering gis via vareinnsats til sektorer som leverer til oljeinvesteringene. Dette innebærer at NR-tallene vil gi for lavt tjenesteinnhold i første omgang.

Vi antar at den direkte tjenesteimporten er riktig anslått for den

delen av tjenestene som registreres direkte levert til oljeinvesteringene i NR. Videre antar vi at den delen av tjenestene som i NR gis indirekte, har en direkte import-tilbøyelighet tilnærmet lik null.

I NR ligger tjenesteandelen på ca.10 pst. i siste halvdel av perioden. Av disse 10 pst. er igjen ca.50 pst. direkte import. Anslaget som vi bruker på denne kostnadsarten, er 30 pst. av totalen (ekskl. boring). Hvis vi da antar at en tredjedel av utgiftene til ledelse og prosjektering har en direkte importandel på 50 pst. og den resterende tredjedelen null pst., ender vi opp med en andel for den direkte importen til ledelse/prosjektering på 16,67 pst. For tradisjonelle feltutbygginger vil vi derfor bruke en direkte importandel på 17 pst.

### 5.3.2 Materiale/utstyr

I NR får vi tall for den direkte importen til de to artene materiale/utstyr og konstruksjon, samlet. I de årene som det i følge NR har vært en høy direkte importandel for disse to artene, er det import av oljeutvinningsplattformer og ikke materiale/utstyr som har utgjort hovedtyngden. vi gjør derfor følgende forenkling:

All import til materiale og utstyr kommer via importrelasjonene i MODAG. Det gis ingen direkte import i denne kostnadsarten eksogent.

### 5.3.3 Konstruksjon og bygging

Vi tar her utgangspunkt i det som vi tidligere har kalt, normalår. Gjennomsnittlig direkte import-andel i disse årene, antar vi gjelder for et normalt felt. Dette anslaget for et normalt felt, kan vi deretter justere ut i fra konkrete opplysninger om enkelte felt. Vi vet f.eks. at det i forbindelse med utbyggingen av Veslefrikk skal kjøpes inn en rigg fra Øst-Asia. Utgiftene til denne riggen har vi gitt som direkte import. Gjennomsnittet for normalårene har vi beregnet på grunnlag av tabell 8, og er på 5,2 pst. vi vil ut ifra dette bruke en direkte importandel på 5 pst. for konstruksjon og bygging av oljeutvinningsplattformer som et utgangspunkt.

Det er spesielt et forhold som vil påvirke denne andelen. Stålplattformer har generelt en høyere importtilbøyelighet enn plattformer

bygget i betong. Årsaken til dette er at norske verft mister det naturlige konkurransefortrinnet de har p.g.a.lokalisering ved bygging av store betongplattformer. I tillegg har en del øst-asiatiske verft spesialisert seg på konstruksjon av stålplattformer. I følge rapporten fra Habberstad/SINTEF er importinnholdet i selve understellet 10 pst. for en betongplattform mot 50 pst. for en stålplattform. Vi har valgt å gi en direkte importandel for utgifter til konstruksjon av stålplattformer, på 10 pst.

#### 5.3.4 Boring

Boretjenester leveres i hovedsak av innenlandske firmaer. Den direkte importandelen er derfor satt lik null.

#### 5.3.5 Marine tjenester

I følge en rapport fra IØI, Horvei (1986) opererer norske redere tilnærmet 100 pst. av de fartøyer som er i aktivitet på norsk sokkel. Dette kan vi anta vil være tilfellet også i årene framover, til tross for redusert aktivitet på verdensmarkedet og dermed økt konkurranse. Denne kostnadsarten inkluderer også helikoptertjenester som er en typisk skjermet næring. Vi gir ingen direkte import av marine tjenester.

#### 5.4 Andeler for det direkte importinnholdet

Tabell 9 gir en oppsummering av de direkte import-anslagene samt andeler av totale utbyggingskostnader pr. felt som går til de fem øvrige kostnadsartene. Utgifter til produksjonsboring er inkludert. Importandelene er i prosent av totale utgifter til h.h.v. ledelse/prosjektering og konstruksjon. Import andelen for konstruksjon av stålplattformer, er gitt i parantes.

Tabell 9: Direkte importandeler og andeler av totale investeringskostnader. Prosent.

	Andel av inv.kost.		Dir.importandel
	<u>Få brønner</u>	<u>Mange brønner</u>	
Ledelse/ prosjektering	27,3	25,5	17,0
Materiale/ utstyr	18,2	17,0	-
Konstruksjon	36,4	34,0	5,0 (10,0)
Marine tjenester	9,1	8,5	-
Boring	9,0	15,0	-
Sum	100,0	100,0	

Den direkte importen kan nå trekkes ut av de to kostnadsartene, ledelse/prosjektering og konstruksjon.

I tabellene under har vi beregnet den direkte importen til h.h.v. ledelse/prosjektering og konstruksjon i prosent av totale investeringsutgifter.

Tabell 10: Direkte import til ledelse/prosjektering i pst. av totale investeringsutgifter

	<u>Betong/stål</u>	
Få brønner	4,6	
Mange br.	4,3	

Tabell 11: Direkte import til konstruksjon i pst. av totale investeringsutgifter

	<u>Betong</u>	<u>Stål</u>
Få brønner	1,8	3,6
Mange br.	1,7	3,4

Tabell 12 gir totale andeler for direkte import.

Tabell 12: Total direkte importandel i pst. av totale investeringsutgifter

	Betong	Stål
Få brønner	6,4	8,2
Mange br.	6,0	7,7

Denne importandelen vil bli gitt eksogent ved modellkjøringene.

#### 6. Fordeling av feltinvesteringer på seks kostnadsarter

Vi kan nå stille opp den endelige fordelingen av investeringer for utbyggingen av et felt på de seks kostnadsartene. For felttypene 1-3, er denne fordelingen vist i tabell 13.

Tabell 13: Prosentvis fordeling av totale investeringsutgifter på seks kostnadsarter.

	Betong/ få brønner	Stål/ få brønner	Stål/ mange br.
Ledelse/prosjektering	22,7	22,7	21,2
Materiale/utstyr	18,2	18,2	17,0
Konstruksjon	34,6	32,8	30,6
Marine tjenester	9,1	9,1	8,5
Boring	9,0	9,0	15,0
Direkte import	6,4	8,2	7,7
Sum	100,0	100,0	100,0

Fra tabell 7 har vi en gjennomsnittlig direkte importandel for perioden 1981-85, på 11,1 pst. Dette gjennomsnittet er basert på NR-tall, og er i prosent av totale investeringsutgifter eksklusiv boring. Vi har dessuten med ett år (1984) med stor import av oljeplattformer. En direkte importandel på mellom 6,4 og 8,2 i prosent av utgifter inkludert boring er derfor ikke urimelig.

Fordelingen for undervannsanlegg er gitt i tabell 5, s. 6 i ved-

legget.

### 7. Fordeling av kostnadsartene over perioden

Kostnadsartene fordeler seg ulikt over investeringsperioden. For de tre første felttypene, har vi fordelt de totale utgiftene i hver kostnadsart over en periode på seks år. Hver kostnadsart fordeler seg over perioden uavhengig av utbyggingstype 1.-3. Som modell for kostnadsartenes fordeling over perioden, har vi brukt gjennomsnittsbaner for fire tidligere feltutbygginger.

Tabell 14: Prosentvis fordeling av kostnadsartene over perioden.

År:	1	2	3	4	5	6	Sum
Ledelse/prosjektering	9,0	26,7	33,9	18,8	8,6	3,0	100
Materiale/utstyr	1,4	26,0	44,5	21,0	7,1	0,0	100
Konstruksjon	0,3	17,8	42,5	25,1	10,6	3,6	100
Marine tjenester	1,5	1,0	24,3	31,6	23,9	17,8	100
Boring	0,0	3,5	11,6	15,5	28,6	40,8	100
Direkte import	7,0	25,0	36,0	20,0	10,0	2,0	100

Fordelingen av de forskjellige kostnadsartene over perioden for type 4, undervannsanlegg, er basert på opplysninger om Tommeliten-utbyggingen. Investeringsperioden for denne utbyggingstypen er tre år.



## 8. Investeringsmatriser

Ut ifra de andelene vi har konstruert for fordelingen av totale utgifter på seks forskjellige kostnadsarter og den videre fordelingen av hver enkelt kostnadsart over investeringsperioden, kan vi nå konstruere investeringsmatriser for hver enkelt utbyggingstype. Investeringsmatriser for de fire typene er gitt i tabellene 15, 16, 17 og 18.  $x_{12}$  er prosentandel av totale utbyggingskostnader til kostnadsart 1 år 2.

Tabell 15: Investeringsmatrise for type "Stål, få brønner".  
Prosent av totale investeringskostnader.

År:	1	2	3	4	5	6	Sum.
Ledelse/ prosjektering	2,0	6,1	7,7	4,3	1,9	0,7	22,7
Materiale/utstyr	0,3	4,7	8,1	3,8	1,3	0,0	18,2
Konstruksjon	0,1	5,8	13,9	8,2	3,5	1,2	32,7
Marine tjenester	0,1	0,1	2,2	2,9	2,2	1,6	9,1
Boring	0,0	0,3	1,0	1,4	2,6	3,7	9,0
Direkte import	0,6	2,1	3,0	1,6	0,8	0,2	8,3
Sum	3,1	19,1	35,9	22,2	12,3	7,4	100,0

Tabell 16: Investeringsmatrise for type "Stål, mange brønner".  
Prosent av totale investeringskostnader.

År:	1	2	3	4	5	6	Sum
Ledelse/ prosjektering	1,9	5,7	7,2	4,0	1,8	0,6	21,2
Materiale/utstyr	0,2	4,4	7,6	3,6	1,2	0,0	17,0
Konstruksjon	0,1	5,5	13,0	7,7	3,2	1,1	30,6
Marine tjenester	0,1	0,1	2,1	2,7	2,0	1,5	8,5
Boring	0,0	0,5	1,7	2,3	4,3	6,1	15,0
Direkte import	0,6	1,9	2,8	1,5	0,8	0,1	7,7
Sum	2,9	18,1	34,3	21,8	13,4	9,5	100,0

Tabell 17: Investeringsmatrise for type "Betong, få brønner".  
Prosent av totale investeringskostnader.

År:	1	2	3	4	5	6	Sum
Ledelse/ prosjektering	2,0	6,1	7,7	4,3	1,9	0,7	22,7
Materiale/utstyr	0,3	4,7	8,1	3,8	1,3	0,0	18,2
Konstruksjon	0,1	6,2	14,7	8,7	3,7	1,2	34,6
Marine tjenester	0,1	0,1	2,2	2,9	2,2	1,6	9,1
Boring	0,0	0,3	1,0	1,4	2,6	3,7	9,0
Direkte import	0,5	1,6	2,3	1,3	0,6	0,1	6,4
Sum	3,0	19,0	36,0	22,4	12,3	7,3	100,0

Tabell 18: Investeringsmatrise for type "Undervannsanlegg".  
Prosent av totale investeringskostnader.

År:	1	2	3	Sum
Ledelse/prosjektering	4	3	3	10
Materiale/utstyr	3	20	2	25
Konstruksjon	0	10	0	10
Marine tjenester	1	8	11	20
Boring	0	10	25	35
Sum	8	51	41	100

Ved bruk av investeringsmatrisene kan vi disaggregere investeringskostnadene pr. felt i kroner til kostnadsart i år j.

Vi har brukt matrisene på feltene i tabell 1, vedlegg 1. For enkelte felt har vi hatt tilgang på spesielle opplysninger, enten angående fordelingen på kostnadsarter og/eller fordelingen av kostnadsarter eller totalen over perioden. Disse opplysningene har vi brukt. Dette gjelder feltene Veslefrikk, Gyda, Troll, Sleipner og Snorre.

Bruk av matrisene på feltene på Haltenbanken (Draugen, Heidrun og Smørbukk) ga svært markert topp på fordelingen av totale investeringer pr. år over perioden. Disse toppene slår sterkt ut på totalen av alle felt, fordi dette er store prosjekter. Disse toppene er jevnet noe ut.

Ved å summere over investeringsmatrisene for hvert enkelt felt, får vi totale utgifter pr. år til hver av de seks kostnadsartene. En videre summering av disse tallene, gir oss årlige investeringer i feltutbygging.

## VEDLEGG 3: EKSOGENE INVESTERINGSANSLAG I MODAG

Dette vedlegget inneholder en oversikt over de anslagene vi har gitt de eksogene investeringsvariablene i oljevirkosomheten. De fire første tabellene inneholder anslagene vi har gitt eksogent i bane 1. I tab.1 er de totale investeringene i feltutbygging, rørtransport og leting fordelt på de syv investeringsartene. De eksogene kryssløpskoeffisientene for fordelingen av JM5 på MODAG-varer, er gitt i tab.2. Tab.3 og 4 viser h.h.v. fordelingen av JB2 på rørtransport, leting og produksjonsboring og fordelingen av JM7 på direkte import fra feltinvesteringer og rørtransport. De tilsvarende eksogene anslagene for bane 2 og 3, er gitt i tab. 5-12.

BANE 1

Tabell 1: Anslag på investeringsartene JB1, JB2, JM2, JM3, JM5, JM6, JM7. I mrd. 85-kr.

	1987	88	89	90	91	92	93	94	95
JB1	0,81	0,69	0,86	1,29	1,42	1,07	0,40	0,15	0,07
JB2	9,35	8,76	8,73	10,13	9,38	12,84	13,57	10,12	8,08
JM2	0,04	0,04	0,07	0,08	0,07	0,05	0,02	0,01	0,003
JM3	0,10	0,09	0,14	0,17	0,15	0,11	0,04	0,02	0,01
JM5	11,97	11,99	14,40	18,84	17,71	14,79	7,85	3,29	2,05
JM6	7,30	6,25	7,76	11,65	12,82	9,66	3,62	1,34	0,65
JM7	1,54	2,17	2,40	3,45	5,76	4,26	0,66	0,24	1,43
SUM	31,11	29,99	34,36	45,61	47,31	42,78	26,16	15,17	12,29

Tabell 2: Prosentvis fordeling av JM5 på varer.  
Eksogene kryssløpskoeffisienter.

	1987	88	89	90	91	92	93	94	95
43	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
45	52,7	52,2	56,3	54,8	53,4	50,9	45,3	48,5	43,6
55	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
74	10,0	8,7	5,6	8,6	9,8	13,4	22,0	20,3	24,2
81	8,8	8,7	9,4	9,1	8,9	8,5	7,6	8,1	7,3
85	20,0	21,9	20,2	18,9	19,4	18,7	16,7	14,6	16,4
SUM	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabell 3: JB2 fordelt på investeringer i rørtransport, leting og  
produksjonsboring. I mrd.85-kr.

	1987	88	89	90	91	92	93	94	95
Rørtransport	1,8	0,9	0,7	1,8	0,7	0,6	0,7	0,6	-
Leting	5,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	5,0	5,0	5,0
Produksjons- boring	2,5	1,9	2,0	2,3	2,7	6,2	7,9	4,5	3,1
SUM	9,3	8,8	8,7	10,1	9,4	12,8	13,6	10,1	8,1

Tabell 4: JM7 fordelt på direkte import i tilknytning til h.h.v.  
rørtransport og feltinvesteringer. I mrd.85-kr.

	1987	88	89	90	91	92	93	94	95
Felt- investeringer	1,5	2,2	2,4	3,5	2,6	1,8	0,7	0,2	0,03
Rørtransport	-	-	-	-	3,2	2,5	-	-	1,4



Tabell 7: JB2 fordelt på investeringer i rørtransport, leting og produksjonsboring. I mrd.85-kr.

	1987	88	89	90	91	92	93	94	95
Rørtransport	1,8	0,9	0,7	1,4	-	-	0,8	1,1	0,7
Leting	5,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	5,0	5,0	5,0
Produksjons- boring	2,5	1,9	1,8	1,7	1,6	3,4	5,0	3,5	4,8
SUM	9,3	8,8	8,5	9,1	7,6	9,4	10,8	9,6	9,8

Tabell 8: JM7 fordelt på direkte import i tilknytning til h.h.v. rørtransport og feltinvesteringer. I mrd.85-kr.

	1987	88	89	90	91	92	93	94	95
Felt- investeringer	1,5	1,9	1,1	1,7	2,1	1,6	1,4	1,5	1,2
Rørtransport	-	-	-	-	3,2	2,5	-	-	1,4

### BANE 3

Tabell 9: Anslag på investeringsartene JB1, JB2, JM2, JM3, JM5, JM6, JM7. I mrd. 85-kr.

	1987	88	89	90	91	92	93	94	95
JB1	0,81	0,59	0,40	0,41	0,61	0,54	0,39	0,60	0,43
JB2	9,35	7,76	7,47	7,93	6,04	6,73	7,85	7,02	6,70
JM2	0,04	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02
JM3	0,10	0,08	0,07	0,07	0,05	0,04	0,05	0,07	0,05
JM5	11,97	8,99	6,83	7,34	6,43	6,80	7,47	8,04	6,86
JM6	7,30	5,27	3,63	3,69	5,51	4,86	3,55	5,40	3,84
JM7	1,54	1,86	0,84	0,94	4,06	3,48	0,98	1,21	2,20
SUM	31,11	24,58	19,27	20,41	22,72	22,47	20,31	22,37	20,10

Tabell 10: Prosentvis fordeling av JM5 på varer.  
Eksogene kryssløpskoeffisienter.

	1987	88	89	90	91	92	93	94	95
43	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
45	52,7	53,3	56,9	53,8	53,4	48,5	50,9	54,6	50,6
55	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
74	10,0	8,9	8,4	10,8	7,0	9,9	9,3	9,2	14,5
81	8,8	8,9	9,5	9,0	8,9	8,1	8,5	9,1	8,4
85	20,0	20,4	16,7	17,9	22,1	24,9	22,8	18,7	17,9
SUM	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabell 11: ØB2 fordelt på investeringer i rørtransport, leting og  
produksjonsboring. I mrd.85-kr.

	1987	88	89	90	91	92	93	94	95
Rørtransport	1,8	0,9	0,7	1,4	-	-	0,6	0,6	-
Leting	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Produksjons- boring	2,5	1,9	1,8	1,5	1,0	1,7	2,2	1,4	1,7
SUM	9,3	7,8	7,5	7,9	6,0	6,7	7,8	7,0	6,7

Tabell 12: JM7 fordelt på direkte import i tilknytning til h.h.v.  
rørtransport og feltinvesteringer. I mrd.85-kr.

	1987	88	89	90	91	92	93	94	95
Felt- investeringer	1,5	1,9	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,2	0,8
Rørtransport	-	-	-	-	3,2	2,5	-	-	1,4

## REFERANSER

- Aslaksen, I. og K. Roland (1983): Oljeøkonomi, Memorandum nr.14, 19.sept. 1983, Sosialøkonomisk Institutt, UiO.
- Bergan, R., Å. Cappelen, S. Longva og N.M. Stølen (1986): MODAG A - A Medium Term Model of the Norwegian Economy, Discussion Paper no.18, SSB.
- Cappelen, Å. og K. Moum (1987): En presentasjon av MODAG-modellenes struktur og egenskaper. Sosialøkonomen, nr.5, 1987, s.17-29.
- Horvei, T.(1986): Offshorevirksomhetens delmarkeder, norsk leverandørindustriens posisjon i dag og muligheter framover, Arbeidsrapport nr.88 fra Industriøkonomisk Institutt.
- Hotelling, H.(1931): The Economics of Exhaustible Resources. The Journal of Political Economy, Vol.39 (april), s.137-175.
- Nasjonalregnskapet, 1977-1985, SSB.
- NOU 1983:27, Petroleumsvirksomhetens plass i det norske samfunn.
- Pindyck, R. S.(1981): The optimal production of an exhaustible resource when price is exogenous and stochastic. Scand. J. of Economics, 1981, s.277-288.
- SINTEF/Habberstad (1985): Norsk offshoreindustriens konkurransevne, rapport avgitt til OED.
- Statistisk Ukehefte, nr.12, 1987, SSB.
- Statoil (1986a): Konsekvensutredning for Troll.
- Statoil (1986b): Konsekvensutredning for Sleipner.
- Statoil (1986c): Konsekvensutredning for Zeepipe.
- St.innst.nr.275, 1973-74, Petroleumsvirksomhetens plass i det norske samfunn.
- St.mld.nr.25, 1973-74, Petroleumsvirksomhetens plass i det norske samfunn.
- St.mld.nr.32, 1984-85, Petroleumsvirksomhetens framtid.
- St.mld.nr.46, 1986-87, Om petroleumsvirksomheten på mellomlang sikt.
- St.prp.nr.142, 1976-77, Om utlysning og tildeling av blokker på kontinentalsokkelen, og om boringer etter petroleum i statlig regi.
- St.prp.nr.72, 1977-78, Om utlysning og tildeling av blokker på kontinentalsokkelen, og om boringer etter petroleum i statlig regi.
- St.prp.nr.66, 1985-86, Utbygging og ilandføring av petroleum fra Tommelitenfeltet.
- Sydsæter, K.(1981): Optimal kontrollteori - en matematisk disiplin med




klassiske røtter og mange anvendelser, del 1 og del 2, Reprint  
Series no 212, University of Oslo, Institute of Economics.



Pris kr 40,00

Publikasjonen utgis i kommisjon hos H. Aschehoug & Co. og  
Universitetsforlaget, Oslo, og er til salgs hos alle bokhandlere.



ISBN 82-537-2596-5  
ISSN 0332-8422